Rapport présenté au ministère des Ressources naturelles du Québec

« Le tarif de fourniture d'électricité au Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité »

Le 14 janvier 2000

100-04756/

Charles A. Trabandt
Chairman
Global Power
Strategic Advisory Services
Investment Banking

Corporate and Institutional
Client Group

World Financial Center
North Tower
New York, New York 10281-1327
212 449 9793
FAX 212 449 7148

Merrill Lynch

Le 7 février 2000

Monsieur Jacques Brassard
Ministre des Ressources naturelles
Gouvernement du Québec
5700, 4e avenue Ouest
Charlesbourg (Québec) G1H 6R1

Monsieur le Ministre,

Merrill Lynch est heureuse de présenter au ministère des Ressources naturelles le rapport ci-joint intitulé « *Le tarif de fourniture d'électricité au Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité* », daté du 14 janvier 2000. Ce rapport a été préparé conformément au mandat annoncé par le Ministre le 25 novembre 1999 et à notre lettre d'engagement.

Comme spécifié dans le mandat, Merrill Lynch a effectué une analyse des conséquences tarifaires pour toutes les catégories de consommateurs et de l'impact sur les revenus et bénéfices d'Hydro-Québec associés à la loi actuelle de la Régie de l'énergie. Selon Merrill Lynch, l'analyse démontre que le gouvernement voudra sans doute prendre en considération le pacte social conclu avec la population québécoise et la santé financière d'Hydro-Québec dont il est l'unique actionnaire dans l'évolution du cadre réglementaire.

Comme exigé dans le mandat, en vue d'introduire la concurrence dans la production d'électricité au Québec, Merrill Lynch a retenu plusieurs options conformes aux tendances et aux événements récents en Amérique du Nord qu'elle a analysées de manière qualitative au regard de leur compatibilité avec le pacte social québécois. Selon Merrill Lynch, le rapport démontre que le gouvernement dispose de diverses options dignes d'intérêt pour susciter la concurrence dans la production.

Merrill Lynch remercie le gouvernement de lui avoir donné l'occasion de lui fournir son aide dans le cadre de cet important mandat. Nous désirons également souligner l'aide et la collaboration efficaces que nous avons obtenues des hauts fonctionnaires du Ministère depuis l'annonce du mandat.

Merrill Lynch se fera un plaisir d'aider le Ministère lorsque le gouvernement évaluera les conclusions du rapport et décidera de la suite à lui donner.

Nous vous prions d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de notre haute considération.

Charles A. Trabandt
Président du conseil
Services stratégiques consultatifs Global Power
Merrill Lynch & Co.

Pièce jointe :
« Le tarif de fourniture d'électricité du Québec et les options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité »

TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE 1 SOMMAIRE **6**

1.1 Introduction 6

1.2 Tarif de fourniture d'électricité au Québec : conséquences du régime de réglementation actuel 6

1.3 Déréglementation de la production électrique au Québec : options visant à introduire la concurrence 7

1.4 Remerciements 8

CHAPITRE 2 INTRODUCTION **9**

2.1 Description du mandat 9

2.2 Approche générale 10

2.2.1 Tarif de fourniture d'électricité au Québec 10

2.2.2 Options pour susciter la concurrence dans la production d'électricité au Québec 10

CHAPITRE 3 HISTORIQUE ET RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX **12**

3.1 Brève description du secteur électrique du Québec 12

3.2 Brève description d'Hydro-Québec 12

3.3 Brève description de certains autres systèmes 13

3.4 La Politique énergétique de 1996 18

3.5 Le projet de loi 50 : la *Loi sur la Régie de l'énergie* 19

3.6 Avis de la Régie de l'Énergie concernant l'établissement des tarifs de fourniture d'électricité 19

3.7 Description et examen des décisions de la Régie en matière de tarification 21

3.8 Le pacte social relatif à l'électricité au Québec 22

3.9 Le Plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec 23

CHAPITRE 4 LE TARIF DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC : CONSÉQUENCES PRÉVUES DU RÉGIME DE RÉGLEMENTATION ACTUEL **25**

4.1 Réglementation traditionnelle des entreprises monopolistiques 25

4.2 Méthode classique de tarification basée sur le coût du service 25

4.2.1 Examen général des politiques d'interfinancement 27

4.3 Tarifs prévus pour toutes les catégories de clients en vertu du régime de réglementation actuel 28

4.3.1 Méthodologie 28
4.3.2 Analyse des tarifs par catégorie de clients 31
4.4 Conséquences prévues sur le bénéfice net et les revenus d'Hydro-Québec 38
4.4.1 Méthodologie et scénarios de base 38
4.5 Incidence sur les politiques gouvernementales 41
4.5.1 Généralités 41
4.5.2 Pacte social 42
4.5.3 Situation financière d'Hydro-Québec 42

CHAPITRE 5 DÉRÉGLEMENTATION DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC : OPTIONS POSSIBLES VISANT À INTRODUIRE LA CONCURRENCE 43

5.1 Tendances et événements récents dans le domaine de la déréglementation du secteur électrique en Amérique du Nord, particulièrement en ce qui regarde la production d'électricité 43
5.1.1 Canada 43
5.1.2 États-Unis 50
5.2 Tendances et événements récents à l'extérieur des États-Unis susceptibles d'intéresser le Québec dans le domaine de la restructuration de la production d'électricité 58
5.3 Discussion générale 62
5.3.1 Hypothèses 62
5.3.2 Facteurs importants concernant le système d'Hydro-Québec 63
5.4 Options possibles pour le Québec dans le contexte de la politique gouvernementale 65
5.5 Résumé des options possibles 76

CHAPITRE 6 - RÉSUMÉ 79

6.1 Le tarif de fourniture d'électricité au Québec : conséquences prévues du régime de réglementation actuel 79
6.2 Déréglementation des activités de production d'électricité du Québec : options visant à introduire la concurrence 79
6.3 Derniers commentaires et conclusion 80

ANNEXES

ANNEXE A TABLEAUX COMPARATIFS: TARIFICATION HYDRO-QUÉBEC (TARIFS ET INTERFINANCEMENT ACTUEL) ANNÉE 2000-2004 82

ANNEXE B TABLEAUX COMPARATIFS: TARIFICATION HYDRO-QUÉBEC SELON SCÉNARIO MERRILL LYNCH À 10% DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE EN PRODUCTION (ANNÉE 2000-2004) 92

ANNEXE C TABLEAUX COMPARATIFS: TARIFICATION HYDRO-QUÉBEC SELON SCÉNARIO MERRILL LYNCH À 15% DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE EN PRODUCTION (ANNÉE 2000-2004) 102

ANNEXE D TABLEAU ÉTABLISSANT LA BASE DE LA TARIFICATION POUR UNE APPROCHE SELON LES COÛTS 112

ANNEXE E TABLEAUX SUPPORTANT LE CALCUL DU BÉNÉFICE NET 113

Chapitre 1 - SOMMAIRE

1.1 Introduction

Merrill Lynch a été retenue le 25 novembre 1999 par le ministère des Ressources naturelles du Québec (le « Ministère ») pour fournir une analyse portant sur deux questions relatives à la Politique énergétique.

Le Ministère a demandé une évaluation des incidences de l'avis de la Régie de l'énergie concernant le tarif de fourniture d'électricité sur toutes les catégories tarifaires ainsi que sur les revenus et les bénéfices d'Hydro-Québec. Le Ministère a particulièrement insisté sur les risques d'une augmentation du tarif de la clientèle résidentielle qui, à l'heure actuelle, bénéficie de l'interfinancement des tarifs.

Le Ministère a également demandé que Merrill Lynch propose diverses options pour déréglementer la production d'électricité. Le Ministère souhaite susciter la concurrence dans le domaine de la production de l'électricité au Québec. Ces moyens doivent être compatibles avec les tendances et événements récents en Amérique du Nord et avec le pacte social existant au Québec dans le domaine de l'électricité.

1.2 Tarif de fourniture d'électricité au Québec : conséquences du régime de réglementation actuel

Merrill Lynch a effectué une analyse approfondie (dans le chapitre 4) des incidences éventuelles du régime actuel de réglementation par la Régie de l'énergie. L'analyse est conforme au mandat énoncé par le Ministère et décrit au chapitre 2. Merrill Lynch a donc évalué les conséquences possibles de la réglementation actuelle après avoir exercé un examen diligent (« *due diligence* ») des modèles analytiques et des données d'Hydro-Québec qui lui ont été fournies par le Ministère dans le respect du mandat.

Selon l'analyse de Merrill Lynch, le régime actuel qui prévoit l'adoption d'une tarification reposant sur le coût du service en attribuant pleinement les coûts, combinée avec une modification de l'interfinancement dont bénéficient les clients résidentiels, provoquera une majoration importante des tarifs des clients résidentiels d'Hydro-Québec. L'analyse indique que, selon les deux scénarios retenus[1] par Merrill Lynch, une augmentation des tarifs des clients résidentiels de l'ordre de 27 % à 31 % serait possible, alors que les autres classes tarifaires connaîtraient des réductions tarifaires de l'ordre de 6% à 23%. De plus, la réduction du taux de rendement de l'avoir propre en production, le plafonnement de la base de tarification et le risque de non-reconnaissance de certains actifs dans un cadre de réglementation sur la base des coûts réduiraient la rentabilité et les revenus futurs d'Hydro-Québec.

---

[1] *Dans le cadre d'une réglementation sur la base des coûts, les scénarios retenus par Merrill Lynch pour modélisation financière supposent un rendement de 10% (scénario 1) et de 15% (scénario 2) sur l'avoir propre en production et de 9,75% sur l'avoir propre en transport et distribution (scénarios 1 et 2).*

Merrill Lynch est d'avis que l'analyse démontre que le gouvernement voudra sans doute prendre en considération le pacte social conclu avec la population québécoise et la santé financière d'Hydro-Québec dont il est l'unique actionnaire dans l'évolution du cadre réglementaire. Cette affirmation se fonde sur la conclusion que les décisions éventuellement prises en matière de réglementation pourraient avoir des conséquences négatives sur le maintien du pacte social et la situation financière d'Hydro-Québec.

1.3 Déréglementation de la production électrique au Québec : options visant à introduire la concurrence

Merrill Lynch a proposé (dans le chapitre 5) cinq options pour introduire la concurrence dans la production d'électricité au Québec, conformément au mandat énoncé par le Ministère. L'instauration d'une concurrence dans la production offre une alternative à la méthode de tarification basée sur le coût du service et elle a été adoptée dans plusieurs autres pays et certaines autres provinces canadiennes. Ces options sont dans l'ensemble conformes aux tendances et aux événements récents observés en Amérique du Nord et dans d'autres pays et régions. Toutefois, plusieurs d'entre elles pourraient ne pas être compatibles avec le pacte social dans le domaine de l'électricité au Québec. Parmi les options proposées par Merrill Lynch, on retrouve à une extrémité la scission du système actuel de production électrique d'Hydro-Québec en trois ou quatre entités avec la création d'un pool d'électricité concurrentiel et fonctionnel. À l'autre extrémité, Merrill Lynch suggère l'introduction de la concurrence uniquement dans le cadre d'appels d'offres pour de nouveaux besoins liés au marché interne du Québec.

Merrill Lynch a évalué chaque option d'un point de vue qualitatif et a déterminé les principaux facteurs à considérer dans chaque cas. Cette évaluation qualitative tient compte de divers facteurs propres au système d'Hydro-Québec ainsi que des questions liées à la mise en oeuvre pratique de chaque option. Dans l'ensemble, les options qui, en théorie, se traduiraient en une concurrence plus importante sont également plus difficiles à implanter et ont des résultats moins positifs pour Hydro-Québec ainsi restructurée et pour l'investissement du gouvernement du Québec dans cette société. En revanche, il semble que, conceptuellement, toutes les options soient conformes aux tendances observées en Amérique du Nord, bien que leur compatibilité avec le pacte social existant au Québec puisse être problématique dans certains cas.

Selon Merrill Lynch, le présent rapport indique que le gouvernement a le choix entre diverses options pour ouvrir à la concurrence le domaine de la production d'électricité. Ces options représentent des démarches extrêmement diverses et ont des résultats fort différents. Le gouvernement aura l'occasion de soupeser les mérites des diverses options et de trouver un équilibre approprié pour le bénéfice du Québec et des consommateurs d'électricité québécois.

1.4 Remerciements

Merrill Lynch remercie le gouvernement du Québec de lui avoir donné l'occasion de lui fournir son aide dans le cadre de cet important mandat. Notre société a fait appel à ses compétences en analyse financière et à sa connaissance du secteur des services publics d'électricité pour exécuter le mandat dans les délais prévus. De plus, Merrill Lynch a eu accès aux modèles financiers d'Hydro-Québec, ce qui lui a permis de mener à bien et de manière indépendante son mandat. Elle a également bénéficié de l'aide et de la collaboration efficaces des hauts fonctionnaires du Ministère au cours des deux derniers mois. Merrill Lynch se fera un plaisir d'aider le Ministère lorsque le gouvernement évaluera les conclusions du présent rapport et décidera de la suite à lui donner.

Chapitre 2 - Introduction

2.1 Description du mandat

Le gouvernement du Québec a confié à Merrill Lynch ce mandat sous la responsabilité du ministre des Ressources naturelles, responsable de l'application des lois sur Hydro-Québec et sur la Régie de l'énergie.

Premièrement, on a demandé à Merrill Lynch de déterminer les conséquences tarifaires pour toutes les catégories de consommateurs et l'impact sur les revenus et bénéfices d'Hydro-Québec associés à la loi actuelle de la Régie de l'énergie. Merrill Lynch devait évaluer, en particulier, les risques d'une augmentation des tarifs d'électricité du secteur résidentiel, compte tenu de l'interfinancement actuel en faveur de celle-ci. L'analyse s'est basée sur les documents suivants :

- la *Loi sur la Régie de l'énergie* (décembre 1996)
- l'avis de la Régie de l'énergie au gouvernement concernant les modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture d'électricité (août 1998)
- la Politique énergétique du gouvernement de novembre 1996
- la structure actuelle des tarifs d'électricité et des profils de consommation des différentes catégories de clientèle au Québec
- les coûts et rendements d'Hydro-Québec par catégories de consommateurs, et par fonction: production, transport, distribution et service à la clientèle (ces renseignements se retrouvent en annexe).

Deuxièmement, Merrill Lynch a été mandatée pour proposer, tel qu'énoncé dans la Politique énergétique du Québec, des avenues de déréglementation de la production d'électricité au Québec compatibles avec :

- les tendances et développements récents en Amérique du Nord en matière de déréglementation de l'industrie de l'électricité
- le « pacte social » québécois relatif à l'électricité, qui comprend :
  - l'uniformité territoriale des tarifs
  - la stabilité tarifaire assurée par la filière hydroélectrique et son importance dans le bilan énergétique québécois
  - des bas tarifs d'électricité, notamment au secteur résidentiel.

2.2 Approche générale

Pour exécuter son mandat, Merrill Lynch a utilisé ses compétences en analyse financière et sa connaissance du secteur des services publics d'électricité. Le mandat confié par le ministère des Ressources naturelles a fourni le cadre de base pour l'analyse entreprise le 25 novembre 1999. Essentiellement, Merrill Lynch a effectué une analyse indépendante et en grande partie quantitative des conséquences possibles du cadre réglementaire actuel de la Régie ainsi qu'une évaluation indépendante et entièrement qualitative des options visant à introduire la concurrence dans la production d'électricité. Merrill Lynch a convenu qu'il s'agissait de l'approche générale appropriée pour accomplir le mandat dans le temps requis.

2.2.1 Tarif de fourniture d'électricité au Québec

Le Ministère a fourni des données et des informations à Merrill Lynch et lui a donné accès aux modèles financiers rendus disponibles par Hydro-Québec. Merrill Lynch a examiné au préalable le fonctionnement des modèles financiers. L'analyse quantitative est basée sur les données, les informations et les diverses hypothèses fournies par le Ministère en cours de mandat. Les modèles financiers ont été utilisés selon les critères élaborés de manière indépendante par Merrill Lynch et révisés par le Ministère. Notre analyse a porté sur toutes les catégories de clients, en particulier celles assujetties aux tarifs D (domestique), G (petite puissance), M (moyenne puissance) et L (grande puissance), sauf les contrats spéciaux et les exportations. Merrill Lynch a établi avec soin les résultats de son analyse, en appliquant les techniques habituelles d'analyse financière, et les a fait réviser par le Ministère. En résumé, l'analyse, les résultats et les conclusions du chapitre 4 découlent d'un travail analytique indépendant de Merrill Lynch réalisé dans le cadre spécifié et sur la base des hypothèses, des données et des informations fournies.

2.2.2 Options pour susciter la concurrence dans la production d'électricité au Québec

Merrill Lynch a étudié l'information concernant le secteur électrique au Québec, le système d'Hydro-Québec, la Politique énergétique de 1996 du gouvernement, les lois et règlements pertinents, les informations et les plans financiers d'Hydro-Québec ainsi que la documentation connexe, afin d'acquérir une compréhension générale de la situation légale, politique, économique, financière, opérationnelle et réglementaire actuelle du secteur électrique québécois. Elle a également examiné les diverses approches adoptées pour susciter la concurrence dans la production d'électricité dans d'autres régions du Canada et aux États-Unis ainsi que les méthodes retenues dans des pays à l'extérieur de l'Amérique du Nord.

L'examen de la situation québécoise a conduit à identifier un ensemble de facteurs clés qui faciliteraient ou limiteraient la concurrence dans la production. L'étude des approches adoptées ailleurs en Amérique du Nord et à l'étranger a permis, quant à elle, de définir un certain nombre d'avenues possibles pour le Québec. Les avenues présentées au chapitre 5 sont l'aboutissement d'un examen qualitatif des diverses alternatives qui sont théoriquement applicables au Québec. Merrill Lynch a ensuite évalué du point de vue qualitatif chaque option décrite et analysée au chapitre 5, en tenant compte des facteurs clés et d'une série de critères connexes. Elle a accompli cette évaluation d'une manière indépendante, en respectant le cadre de travail défini dans le mandat et sous la supervision du Ministère.

Chapitre 3 - Historique et renseignements généraux

3.1 Brève description du secteur électrique du Québec

Le Québec est le troisième plus grand producteur d'hydroélectricité du monde, après les États-Unis et le Brésil. Plus de 97 % de la capacité installée dépend des ressources hydrauliques. L'exploitation à grande échelle des ressources hydrauliques au Québec a donné naissance à une solide base manufacturière et a contribué à la création de certaines des plus grandes firmes internationales dans le domaine des services d'ingénierie.

Presque 90 % de l'électricité produite au Québec provient de la société d'État Hydro-Québec. Un petit nombre d'autoproducteurs est à l'origine de la plus grande part des 10 % restants. Parmi les producteurs d'électricité québécois, il existe en outre des producteurs indépendants, qui vendent leur production à Hydro-Québec de même qu'à certaines municipalités dans le cadre de contrats à long terme.

Le Québec offre à ses clients des tarifs qui sont parmi les plus bas au monde. Une autre caractéristique intéressante du secteur électrique québécois est le fait que les prix de l'électricité des États voisins de la Nouvelle-Angleterre et de New York sont parmi les plus élevés en Amérique du Nord. Le Québec est un exportateur net d'électricité aux États-Unis et dans les provinces voisines, sauf le Labrador, qui vend environ 30 TWh annuellement au Québec en vertu d'un contrat à long terme.

Le marché de gros du Québec comprend 11 distributeurs : Hydro-Québec, neuf réseaux municipaux et une coopérative régionale. Il existe également quelques distributeurs privés, à savoir des autoproducteurs qui vendent leur énergie excédentaire principalement à des clients industriels.

3.2 Brève description d'Hydro-Québec

Hydro-Québec est présente dans trois secteurs : électricité, gaz, services d'expertise et technologie. Le secteur électrique, qui représente 97 % de son actif consolidé, comprend la production, le transport, la distribution et le service à la clientèle. Ces activités incombent à des unités fonctionnelles ou divisions distinctes. Le mandat d'Hydro-Québec est de nature commerciale : la société doit générer un rendement juste et raisonnable pour son actionnaire, comparable à celui des autres services publics et plus élevé que celui obtenu ces dernières années. Cet aspect est expressément mentionné dans la Politique énergétique.

Le système de production d'Hydro-Québec est composé de 49 centrales hydroélectriques (29 204 MW) et de la centrale de Churchill Falls (5 428 MW), qui fournissent 34 632 MW au total. De plus, Hydro-Québec exploite 29 centrales thermiques qui génèrent 2 193 MW additionnels, dont principalement la centrale nucléaire Gentilly 2 (675 MW) et la centrale thermique de Tracy (600 MW). La production totale disponible est de 36 825 MW et la majorité de la capacité installée est hydroélectrique. Les centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec sont implantés dans onzes bassins hydrographiques et leur exploitation est

entièrement intégrée. Cette intégration des ressources hydrauliques d'Hydro-Québec permet de satisfaire les besoins de ses clients tout en optimisant l'utilisation des apports d'eau qui peuvent varier d'une année à l'autre et d'un bassin à l'autre. La gestion intégrée de l'ensemble des centrales maximise la production et la productivité globale du parc en canalisant la production sur les systèmes bénéficiant d'apports d'eau plus importants, permettant ainsi de s'ajuster à la variabilité des apports d'eau à chaque système hydrique. Cette gestion permet également d'éviter de vidanger les réservoirs localisés sur un bassin pénalisé par des apports plus faibles.

Durant les périodes de faibles précipitations, Hydro-Québec complète sa production hydroélectrique par la production de la centrale thermique de Tracy et des achats d'électricité sur les marchés extérieurs. Elle possède la capacité et la souplesse voulues pour gérer les niveaux des réservoirs, ce qui lui permet d'acheter de l'électricité lorsque les prix sont bas sur les marchés à l'extérieur du Québec et de la revendre durant les heures et les périodes de pointe, où les marges sont plus élevées.

TransÉnergie, une division d'Hydro-Québec, administre le réseau de transport à l'intérieur du Québec de façon ouverte et non discriminatoire et selon le principe de la réciprocité d'accès, pour le bénéfice de tous les clients de gros. Ce réseau comprend plus de 30 000 km de lignes, ce qui en fait l'un des plus grands réseaux de transport du continent. Le réseau d'Hydro-Québec permet le transit de l'électricité de gros pour les besoins de ceux qui achètent de l'électricité en vue de la revendre. Hydro-Québec détient des droits exclusifs de distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire québécois, excepté les régions alimentées par des distributeurs privés ou municipaux. Le réseau de distribution d'Hydro-Québec compte 100 000 km de lignes aériennes et souterraines et représente 97 % des activités de distribution au Québec.

3.3 Brève description de certains autres systèmes

L'expérience des autres pays et provinces qui ont déjà entrepris de réformer le marché de l'électricité est une excellente source de moyens et d'exemples pour les gouvernements qui étudient des solutions de rechange afin de répondre aux changements des conditions commerciales. Les trois exemples ci-dessous concernent des pays dont la production est principalement hydroélectrique. On y décrit brièvement comment chaque pays a atteint ses objectifs et les nouvelles structures qui en ont résulté.

Norvège

Après le Royaume-Uni, la Norvège est sans doute le pays qui s'est converti le plus nettement au concept de la restructuration du secteur électrique. Les objectifs de la restructuration sont énoncés dans la nouvelle loi sur l'énergie que le pays a adoptée. La loi norvégienne sur l'énergie de 1990, qui est entrée en vigueur en janvier 1991, a accru la concurrence au sein de la production et de la vente d'électricité. Elle a également permis aux consommateurs de choisir eux-mêmes leur fournisseur. Même le secteur résidentiel a été ouvert à la concurrence en janvier 1995. Cette loi visait globalement à atteindre les objectifs suivants :

- établir une démarcation nette entre les activités concurrentielles et celles qui sont réglementées par l'État dans le domaine de l'énergie
- séparer clairement les activités concurrentielles et les fonctions monopolistiques du réseau
- mettre en place un système afin d'utiliser les ressources de la Norvège de la manière la plus efficace possible
- exploiter des systèmes d'État en établissant un cadre précis et des objectifs économiques.

La société énergétique d'État, Statkraft, a été divisée en deux sociétés d'État indépendantes, une entreprise de production (Statkraft SF) et une entreprise de transport (Statnett SF). Cette restructuration a eu pour effet d'établir Statkraft SF et Statnett SF en tant qu'entreprises distinctes assujetties à une loi de l'État (SF), semblable à la loi habituelle sur les sociétés de capitaux avec actionnaires. La principale différence par rapport à la loi habituelle sur les sociétés de capitaux est que le gouvernement est propriétaire exclusif de ces sociétés et se porte garant de leur dette. De plus, à l'instar des sociétés ouvertes ordinaires, les sociétés SF possèdent un conseil d'administration. La nouvelle loi sur l'énergie a créé une démarcation nette entre les activités non réglementées, les activités monopolistiques de réseau et l'autorité réglementaire.

Sur le marché restructuré de l'électricité, tous les clients ont libre accès au réseau et aucune exigence concernant les compteurs ne vient empêcher les clients basse tension de changer de fournisseur. Depuis le 1er janvier 1998, n'importe quel client peut changer de fournisseur chaque semaine sans frais. La participation du secteur privé à la production hydroélectrique de la Norvège est limitée à 15 % seulement, en partie parce que le gouvernement favorise la propriété publique des centrales hydroélectriques.

La première bourse de commerce de l'électricité au monde, Nord Pool, a été créée le 1er janvier 1996. Elle appartient conjointement aux entreprises nationales de transport de la Norvège et de la Suède, Statnett et Svenska Kraftnat. La bourse Nord Pool est le lieu de négociation des livraisons d'électricité ou de contrats financiers connexes. Elle regroupe plus de 200 membres et n'importe qui peut y participer, à condition de fournir la marge de garantie nécessaire. Les producteurs ne sont cependant pas obligés de vendre leur électricité à la bourse.

Les prix de l'électricité ne sont pas réglementés et les participants au marché doivent observer les règles établies par l'autorité régissant la concurrence. L'administration norvégienne de l'énergie et des ressources hydrauliques (« NVE ») réglemente les tarifs de transport et de distribution de l'électricité. Le 1er janvier 1997, elle a instauré un nouveau régime de réglementation des tarifs de transport qui prévoit notamment un revenu plafond visant à améliorer l'efficacité du secteur de distribution de l'électricité.

Depuis le début de la libéralisation du secteur électrique, les prix demandés aux clients industriels ne sont plus communiqués par l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »), car ils sont maintenant traités comme des renseignements commerciaux confidentiels connus seulement des parties intéressées. Les prix payés par les consommateurs ne sont pas explicitement réglementés. Ils sont plutôt déterminés par les forces du marché et chaque

fournisseur établit ses tarifs. Comme tous les clients ont le droit de choisir leur fournisseur, on estime que l'abolition du contrôle des prix entraînera le nivellement des prix payés par les clients dans les différentes régions. Toutefois, le prix intérieur moyen s'élevait à 0,364 NOK/kWh en janvier 1997, taxes incluses, ce qui représente une hausse de 32 % comparativement à 1996 (y inclus les coûts de transport de 0,179 NOK/kWh).

Nouvelle-Galles du Sud

En Australie, la réforme du secteur électrique a été entreprise à la fois au niveau des États et au niveau national. En conséquence, les méthodes suivies varient d'un État à l'autre, les différences s'expliquant surtout par le fait que l'objectif final soit ou non de préparer la privatisation, compte tenu des lignes directrices fournies par le gouvernement national.

Les objectifs de la stratégie réformiste du gouvernement de la Nouvelle-Galles du Sud étaient les suivants :

- favoriser les intérêts des consommateurs de la Nouvelle-Galles du Sud en leur fournissant une électricité sûre et peu coûteuse ainsi qu'un service hautement fiable
- tenir compte des répercussions majeures du secteur électrique sur l'environnement et s'assurer que les réformes réduisent au minimum les effets nuisibles sur l'environnement, soutiennent les technologies compatibles avec l'environnement et favorisent l'efficacité énergétique
- réduire le coût de production de l'électricité par des incitations commerciales plutôt que par une réglementation gouvernementale stricte.

Au contraire de l'État de Victoria, la Nouvelle-Galles du Sud n'a pas privatisé son secteur électrique. Elle a préféré scinder le secteur en organismes d'État fonctionnant comme des entreprises et mettre l'accent sur la séparation des activités de production et de transport. En août 1991, l'Electricity Commission de la Nouvelle-Galles du Sud a été renommée Pacific Power et restructurée en six unités fonctionnelles plus petites. En 1994, l'unité de Pacific Power responsable du réseau de transport est devenue une personne morale distincte. L'Electricity Transmission Authority s'est séparée de Pacific Power en février 1995 pour former une société d'État nommée TransGrid. TransGrid gère, exploite et entretient le réseau de transport de haute tension de l'État. Puis, en octobre 1995, on a fusionné les 25 entreprises de distribution afin de créer six unités ultérieurement transformées en sociétés, en mars 1996.

Le marché de gros provisoire a débuté en mars 1996 et est devenu pleinement opérationnel en mai de la même année. Un tribunal indépendant de réglementation et de détermination des prix régit ce marché et TransGrid administre le pool d'électricité. En juillet 1997, les clients dont la consommation d'énergie était supérieure à 750 MW par année ont obtenu le droit de choisir leur négociant d'électricité.

On a créé le marché national de l'électricité (NEM) afin de réunir les territoires interconnectés d'Australie au sein d'un marché de gros commun. Le NEM rassemble une soixantaine d'entités de la Nouvelle-Galles du Sud, de Victoria, d'Australie-Méridionale et du Territoire de la capitale d'Australie. Il agit comme un régulateur unique qui répartit les producteurs dans les territoires interconnectés et donne aux clients des droits d'achat

d'électricité sur le marché au comptant ou par contrat avec le fournisseur de leur choix. Le NEM assume également une fonction de rapprochement, traitant les opérations au comptant et à terme sur le marché ainsi que les exigences contractuelles des clients de gros et des producteurs. La concurrence a été introduite graduellement, une date charnière étant décembre 1998, mois où le NEM a officiellement débuté ses activités. Dans les deux années suivantes, sept millions de clients résidentiels et plus d'un million d'entreprises et de clients commerciaux sont devenus libres de choisir leur fournisseur d'électricité.

La réforme et la restructuration du secteur ont eu jusqu'à maintenant des répercussions considérables. De 1991-92 à 1997-98, le prix moyen de l'électricité pour tous les clients australiens, rajusté en fonction de l'inflation, a chuté de 16 %. Pendant cette période, les prix moyens réels ont reculé de 22 % pour les clients commerciaux et industriels et de 3 % pour les clients résidentiels.

En raison de la restructuration, la qualité du service est devenue une source d'avantage concurrentiel de plus en plus importante parmi les fournisseurs d'électricité, en particulier avec l'avènement du « client convoité » (« *contestable customer* »). Des études révèlent que, en Nouvelle-Galles du Sud et dans Victoria, les pertes d'énergie et la durée moyenne des pannes de courant subies par les clients urbains ont généralement diminué, bien que la tendance en Australie rurale soit moins claire.

Le principal avantage des changements pour l'Australie dans son ensemble a été une réduction notable des frais d'utilisation, qui a favorisé davantage les entreprises commerciales et industrielles que les clients résidentiels jusqu'à maintenant.

Nouvelle-Zélande

En Nouvelle-Zélande, la réforme était axée sur l'objectif de privatisation du secteur électrique. Le gouvernement cherchait la méthode la plus économique pour répondre à la demande d'électricité des consommateurs d'une manière soutenue qui n'entraîne pas de gaspillage des ressources rares et ne soit pas nuisible à l'environnement. Plus précisément, il visait à obtenir :

- des prix de gros et de détail qui indiquent pleinement les coûts marginaux de l'électricité, afin que les investisseurs et les consommateurs puissent prendre des décisions éclairées et tirer un parti maximum de chaque unité d'électricité supplémentaire
- des coûts et des prix soumis à une pression à la baisse forte et soutenue, afin que les producteurs d'électricité soient contraints d'innover et de trouver des solutions moins coûteuses à la longue.

Le processus de réforme a débuté en 1986 lorsque les activités de production et de transport, qui relevaient d'un ministère, ont été regroupées au sein d'une société d'État unique nommée ECNZ sans lien de dépendance avec le gouvernement. Puis, en 1994, on a séparé la fonction de transport de la production pour créer une nouvelle entreprise d'État appelée Transpower. En 1995, la société de production ECNZ a été scindée en deux entreprises d'État, donnant naissance à Contact Energy. Celle-ci a été vendue en 1999; Edison Mission Energy a acquis une participation de 40 % et les 60 % restants ont fait l'objet d'un premier appel public à

l'épargne. Après cette vente, le secteur privé est devenu la source d'environ 40 % de la production totale en Nouvelle-Zélande. Puis, en avril 1999, ECNZ a été divisée en trois sociétés de production d'État : Genesis Power, Meridian Energy et Mighty River Power.

En 1996, un marché de gros entièrement concurrentiel et privé a été établi. Transpower a conservé les activités de transport et gère le réseau national. En ce qui concerne la distribution, la propriété des entreprises de transport et de distribution doit être distincte de celle des entreprises de commercialisation et de production en vertu de la loi de 1998 sur la réforme du secteur électrique. La concurrence sur le marché de détail a été limitée à cause des coûts additionnels et de la confusion associées aux changements de détaillant. On a cependant pris des dispositions le 1er avril 1999 pour s'assurer que les petits consommateurs d'électricité puissent changer facilement de détaillant.

Depuis l'ouverture de la production à la concurrence en avril 1999, les prix de gros de l'électricité ont diminué de plus de 50 % en moyenne. Cette baisse indique que la concurrence est féroce, bien qu'il y ait peu de chances que les prix se maintiennent à ce très bas niveau. Grâce à une concurrence vigoureuse sur le marché de détail, le faible niveau des prix de gros se répercutera sur les prix de détail payés par les consommateurs.

En ce qui regarde la concurrence sur le marché de détail, dix détaillants ont fait leur apparition du milieu de 1998 à la mi-1999. Ceux-ci se livrent une rude concurrence pour élargir leur clientèle. Au moins 60 % des ménages paient maintenant leur électricité moins cher (ou peuvent choisir de le faire en changeant de fournisseur) qu'avant l'annonce des réformes, en avril 1998. Une autre tranche de 15 % paie le même prix qu'au 1er avril 1998. La concurrence est la plus vive dans les grands centres, mais on s'attend à ce qu'elle s'étende au reste du pays au cours des six à douze prochains mois. Durant les cinq premiers mois d'ouverture du marché à la concurrence (d'avril à août 1998), plus de 25 000 consommateurs d'électricité intérieurs ont changé de fournisseur.

Afin d'aider les consommateurs à choisir leur détaillant de manière éclairée, le gouvernement a financé un service d'information aux consommateurs dirigé par le Consumers' Institute. Ce service, Consumer PowerSwitch, a pour fonction de déterminer le détaillant et la tarification qui sont les plus avantageux pour chaque consommateur. Si un client n'a pas accès au marché concurrentiel, le service lui donne des conseils sur la manière d'économiser de l'argent auprès de son fournisseur courant. Ce service est offert gratuitement sur le site Internet du Consumers' Institute.

3.4 La Politique énergétique de 1996

Le gouvernement du Québec a exposé sa nouvelle politique énergétique dans le document « *L'énergie au service du Québec* », publié en 1996. Les changements profonds ayant marqué le secteur électrique en Amérique du Nord et dans le reste du monde ont incité le gouvernement à définir ses orientations, à établir ses objectifs et à prendre des initiatives. La Politique énergétique dresse un plan précis visant à créer de la richesse et des emplois, à élargir l'accès au marché et à mettre à exécution des projets énergétiques durables.

La Politique énergétique invite Hydro-Québec à s'impliquer dans un certain nombre de dossiers importants qui touchent la société, notamment la rentabilité, la stratégie industrielle, la recherche et le développement ainsi que les partenariats avec les nations autochtones. Le gouvernement a également entrepris de diversifier les sources de production d'énergie, notamment en donnant l'exclusivité à des producteurs privés de construire des centrales hydroélectriques limitées à une capacité de moins de 50 MW.

Le Québec a effectué des réformes institutionnelles majeures pour mettre en place l'infrastructure nécessaire à ses nouvelles orientations. La création de la Régie de l'énergie est le résultat d'un consensus général confirmé durant le débat public sur l'énergie. La législation à laquelle la Régie est assujettie est examinée au chapitre 3.5. Toutes les formes de distribution commerciale de l'électricité et tous les tarifs pour le gaz naturel et l'électricité sont assujettis à la juridiction de la Régie. Celle-ci était également mandatée pour conseiller le gouvernement au sujet des différentes façons de déréglementer la fourniture d'électricité ou d'exclure celle-ci de sa juridiction, en tout ou en partie.

La création d'un organisme consacré à l'efficacité énergétique (Agence de l'efficacité énergétique) illustre l'importance que le gouvernement donne à son engagement de promouvoir et de mettre en œuvre l'économie d'énergie. L'Agence est un organisme neutre et crédible chargé d'encourager l'efficacité énergétique dans tous les secteurs d'activité, au bénéfice de toutes les régions du Québec. Le gouvernement considère que le pétrole et le gaz naturel doivent occuper la place qui leur revient sur le marché québécois de l'énergie. Il s'attend à ce que toutes les formes d'énergie bénéficient de conditions équivalentes sur les marchés où elles se font concurrence.

La Politique énergétique a également introduit un facteur clé dans la restructuration du marché de l'électricité : des tarifs distincts pour le transport. Le marché de gros de l'électricité du Québec et le réseau de transport d'Hydro-Québec sont ouverts à la concurrence depuis mai 1997 et une filiale d'Hydro-Québec a obtenu son permis de commercialisation de la FERC en novembre 1997.

3.5 Le projet de loi 50 : la *Loi sur la Régie de l'énergie*

Le projet de loi 50 (« la Loi ») est la mesure législative relative à la Régie de l'énergie. Il a été présenté le 22 octobre 1996 et sanctionné le 23 décembre 1996. La loi a donné naissance à l'organisme indépendant qu'est la Régie. Dans le domaine de l'électricité, la Régie est habilitée à fixer les tarifs et les conditions régissant la fourniture et le transport de l'énergie électrique par Hydro-Québec, à surveiller les activités d'Hydro-Québec pour s'assurer que les consommateurs ont des approvisionnements suffisants, à approuver le plan de ressources d'Hydro-Québec, à déterminer le taux de rendement et à autoriser les projets d'investissement. Les exportations d'électricité d'Hydro-Québec doivent être autorisées par la Régie. L'autorisation du gouvernement demeure cependant nécessaire dans le cas des contrats d'exportation des producteurs privés et des contrats où Hydro-Québec s'engage à ne pas interrompre unilatéralement la fourniture d'électricité.

Les décisions de la Régie ne peuvent faire l'objet d'un appel devant les tribunaux de droit commun. Toutefois, la Régie peut, de sa propre initiative ou sur demande, modifier ou annuler une décision prise dans des circonstances spécifiques. À d'autres égards, le gouvernement a la capacité d'émettre des directives d'orientation, ce qui donne lieu à un équilibre des pouvoirs jugé nécessaire.

En même temps qu'il créait la Régie, le gouvernement a adopté une orientation claire et ferme en faveur d'une déréglementation de la production d'électricité. La Loi élargit la portée de l'article ayant conduit à la déréglementation du secteur québécois du gaz naturel pour l'étendre au secteur électrique. Cet article précise que les tarifs de fourniture doivent refléter le coût réel d'acquisition du gaz naturel par le distributeur. Avant que cet article soit appliqué au secteur électrique, toutefois, la Régie doit, en vertu de la Loi, donner un avis au gouvernement quant aux modalités d'établissement et d'implantation des tarifs de fourniture de l'électricité (article 167, paragraphe 1).

3.6 Avis de la Régie de l'Énergie concernant l'établissement des tarifs de fourniture d'électricité

Le 11 août 1998, conformément au paragraphe 1 de l'article 167 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la Régie a présenté au gouvernement du Québec son avis concernant l'établissement des tarifs de fourniture d'électricité. Cet avis est la réponse à une proposition officielle d'Hydro-Québec et aux audiences ayant permis à 19 participants de commenter la proposition d'Hydro-Québec. Dans sa proposition, Hydro-Québec recommandait un tarif de fourniture propre à la production, reposant sur un prix de référence établi par Hydro-Québec et correspondant au tarif industriel (tarif L), déduction faite des frais de transport. Cette formule tiendrait compte des taux d'utilisation de la capacité et des pertes d'alimentation associées aux réseaux de transport et de distribution. Les autres faits saillants de la proposition d'Hydro-Québec étaient:

- maintien des tarifs groupés pour tous les clients, sauf les réseaux municipaux
- tarif de fourniture établi au départ, sans méthode de rajustement

- tous les risques sont assumés par l'actionnaire
- les données concernant les coûts de production sont confidentiels, compte tenu du contexte concurrentiel.

En contrepartie, la plupart des participants entendus aux audiences s'opposaient à l'idée d'un « tarif fixe » ou d'un « prix net » au producteur et proposaient plutôt une approche axée sur les coûts de production (désignée « méthode du coût de production majoré » ou approche basée sur le coût du service).

De façon générale, la Régie a rejeté le mode de réglementation de la fourniture sur la base des prix, tel que proposé par Hydro-Québec, et a recommandé plutôt de fixer les tarifs de fourniture selon les modalités qui respectent le cadre législatif de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. La Régie a tenu à souligner que la méthode reposant sur le coût du service devrait servir de point de départ au nouveau cadre de réglementation des prix de l'électricité au Québec. La réglementation pourrait par la suite évoluer vers un allégement graduel. En ce qui concerne les nouvelles installations de production, la Régie recommendait de tenir des audiences publiques sur les avantages et inconvénients de l'élargissement de la concurrence à l'égard de la nouvelle capacité. Au sujet de la proposition d'Hydro-Québec, la Régie a émis notamment les commentaires suivants :

- « la Régie ne peut se prononcer sur le caractère raisonnable de la proposition d'Hydro-Québec en ce qui a trait à l'établissement de prix initial d'acquisition de l'électricité, sans procéder à un examen des coûts de production et du rendement généré par le prix proposé. La Régie ne peut accepter l'argument d'Hydro-Québec à l'effet que le tarif utilisé dans la formule est juste et raisonnable dans la mesure où il a fait l'objet d'un décret gouvernemental. Tel que souligné par les intervenants, le gouvernement reconnaît lui-même, dans sa politique énergétique, la faiblesse de son propre processus de révision des tarifs d'électricité. »
- « la Régie constate qu'au meilleur des connaissances de l'ensemble des intervenants, et compte tenu du pouvoir de marché d'Hydro-Québec au niveau de la fourniture d'electricité, aucun organisme de régulation économique n'a adopté un mode de réglementation par les prix sans une certaine connaissance des coûts visés. »
- « la Régie partage les arguments de nombreux intervenants qui soutiennent de façon unanime que la situation de pouvoir de marché d'Hydro-Québec exige une forme de réglementation basée sur les coûts. »
- « la Régie demeure particulièrement préoccupée par le fait que la structure proposée des tarifs de fourniture ne favorise pas suffisamment une utilisation rationnelle de l'électricité. »
- « au-delà de la période du gel tarifaire, la Régie soumet qu'elle ne disposerait d'aucun moyen efficace pour apprécier la justification d'un changement de tarif. Hydro-Québec ne s'engage pas à geler le tarif à long terme; en conséquence, il est à prévoir que la société d'État voudra éventuellement signifier des modifications au tarif de fourniture pour réagir à des changements dans le contexte économique. »

- « la preuve d'Hydro-Québec s'avère donc insuffisante pour convaincre la Régie du besoin de confidentialité relativement à ses coûts pour assurer la compétitivité de ses activités commerciales. »
- « la Régie ne peut admettre la prétention d'Hydro-Québec à l'effet que sa proposition est neutre sur le plan du développement durable. Dans les faits, la proposition maintient une confusion certaine dans les divers rôles assumés simultanément par l'État en matière de production d'électricité. La proposition ne garantit pas un processus d'examen équitable et transparent à l'égard de la prise de décision concernant les projets de production d'Hydro-Québec. »
- « la Régie recommande que les risques et bénéfices inhérents aux activités de production nécessaires pour desservir la clientèle assujettie au règlement tarifaire d'Hydro-Québec soient assumés par les consommateurs d'électricité et que ceux relatifs aux exportations et aux contrats spéciaux soient assumés par l'actionnaire. »

3.7 Description et examen des décisions de la Régie en matière de tarification

La Régie a rendu deux décisions importantes concernant la tarification de l'électricité : la première définit les principes réglementaires relatifs au transport de l'électricité (D-99-120) et la deuxième se rapporte à la réduction des tarifs proposée par les grands clients industriels (D-99-107).

La décision D-99-120 spécifie les principes à appliquer pour déterminer les coûts de service et les tarifs associés au transport. On s'attend à ce que la Régie étudie et analyse au cours des prochains mois le coût de service du réseau de transport du Québec afin de déterminer les tarifs de transport et de transit.

Après avoir reçu une demande de réduction des tarifs de la part des grands clients industriels en décembre 1998, la Régie a déclaré en juin 1999 que cette demande était prématurée et a décidé en conséquence de suspendre toute discussion, dans l'attente de l'un des deux événements suivants :

1. la décision du gouvernement du Québec concernant l'établissement des tarifs de fourniture
2. la décision de la Régie concernant les tarifs de transport ou de transit.

La demande des grands clients industriels se fondait sur trois facteurs :

- l'interfinancement des contrats spéciaux et des exportations par les ventes réglementées
- les taux de rendement cibles déraisonnables mentionnés dans le Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec, qui compromettent le pacte social du Québec, lequel exige des taux de rendement minima pour offrir des tarifs peu élevés aux consommateurs québécois
- les méthodes comptables inadéquates résultant de certains changements, qui ont pour conséquence des dépenses et des tarifs plus élevés.

3.8 Le pacte social relatif à l'électricité au Québec

Le pacte social constitue une question importante pour le gouvernement. Le gouvernement a défini une série de résultats essentiels, conçus au bénéfice des québécois :

- uniformité des tarifs d'électricité sur l'ensemble du réseau du Québec
- stabilité des tarifs, principalement associée au choix de l'hydroélectricité et à son importance dans le bilan énergétique du Québec. Depuis la nationalisation de l'électricité, le tarif moyen en termes réels n'a pas augmenté (c.-à-d. après ajustement pour évolution de l'inflation dans les prix)
- des tarifs d'électricité peu élevés, en particulier dans le secteur résidentiel. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, les Québécois bénéficient de tarifs parmi les plus bas en Amérique du Nord.

PRIX D'ELECTRICITE EN VIGUEUR LE 1er MAI 1999 (CANADA ET ETATS-UNIS)

	Résidentiel		Petite Puissance		Moyenne Puissance		Grande Puissance	
	1 000 kWh		40 kW, 10 000 kWh		1 000 kW, 400 000 kWh		50 MW, 30 600 000 kWh	
	(¢/kWh)	MTL = 100	(¢/kWh)	MTL = 100	(¢/kWh)	MTL = 100	(¢/kWh)	MTL = 100
Montréal[1]	6,03	100	7,53	100	6,10	100	3,83	100
St-John's	8,23	136	8,91	118	6,10	100	4,00	105
Charlottetown	9,76	162	10,41	138	8,80	144	5,45	142
Halifax	9,40	156	10,01	133	8,27	136	5,57	145
Moncton	8,87	147	9,46	126	6,62	109	4,95	129
Toronto	9,23	153	10,16	135	8,20	135	6,24	163
Winnipeg	5,89	98	5,76	77	4,44	73	2,96	77
Regina	8,20	136	7,96	106	6,79	111	4,10	107
Edmonton	7,51	125	7,05	94	5,81	95	3,65	95
Vancouver	6,12	101	6,70	89	4,56	75	3,36	88
New York	19,11	317	20,45	272	15,40	253	10,17	266
San Fransisco	16,98	281	15,40	205	12,60	207	7,25	189
Boston	16,57	275	17,78	236	14,41	236	11,91	311
Detroit	14,22	236	14,41	191	10,15	167	7,03	184
Chicago	11,85	196	13,55	180	10,79	177	6,91	181
Houston	12,14	201	11,05	147	8,91	146	5,70	149
Nashville	9,30	154	9,84	131	8,40	138	6,34	165
Portland (OR)	9,11	151	8,52	113	6,19	102	5,52	144
Seattle	6,24	103	5,34	71	5,04	83	4,72	123

Source: Hydro-Québec (Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines - 1er mai 1999)
[1] *Ces prix s'appliquent à l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec pour une consommation spécifique*

L'assise historique de la politique actuelle d'interfinancement au bénéfice des clients résidentiels au Québec fournit un point de départ important pour une analyse et une discussion plus approfondie de cette politique. Pendant plusieurs décennies, lors de l'expansion massive de la capacité de production hydroélectrique d'Hydro-Québec, la politique gouvernementale a consisté à encourager l'utilisation de l'électricité pour répondre à tous les besoins énergétiques des québécois. Cette orientation a été énoncée dans le contexte d'une politique énergétique visant à réduire la dépendance à l'égard des approvisionnements en pétrole étranger ainsi que d'une politique économique ayant pour but de fournir de l'électricité à bas prix, afin de soutenir l'activité industrielle existante et nouvelle ainsi que de favoriser l'expansion de la base industrielle et la création d'emplois au Québec. Les clients résidentiels ont joué un rôle clé dans la mise en œuvre de la politique

gouvernementale en suscitant une demande de base pour l'électricité dans des domaines comme le chauffage des maisons, où l'électricité remplaçait l'énergie fournie par les produits pétroliers, ainsi qu'une croissance de la demande apte à soutenir l'expansion de l'hydroélectricité.

Dès son origine, la politique du gouvernement, favorable à des tarifs bas et uniformes pour les clients résidentiels, a fourni l'incitation économique pour ce remplacement du pétrole par l'électricité et cette croissance de la demande soutenant l'expansion de la capacité hydroélectrique. En fait, le gouvernement a conclu un pacte avec les clients résidentiels dans un domaine ayant une importance politique cruciale pour l'ensemble de la province. Par la suite, ce pacte a reçu l'appui des gouvernements successifs pendant plusieurs décennies, constituant un élément crucial et essentiel du pacte social conclu avec la population québécoise. La politique historique de tarifs bas et uniformes a évolué au fil du temps pour donner naissance à la structure tarifaire actuelle, qui inclut l'interfinancement nécessaire au maintien de tels tarifs. Ainsi, tout changement envisagé à la politique et à la réduction ou l'élimination connexe de l'interfinancement doit tenir compte du fondement historique de la politique en vigueur. Plus précisément, toute proposition d'application stricte du principe d'allocation des coûts aux clients résidentiels, tel que décrit précédemment, devrait être étudiée à la lumière des principes d'équité et de justice animant les politiques publiques et inhérents à la théorie et aux pratiques de tarification.

3.9 Le Plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec

Le Plan stratégique 2000-2004 d'Hydro-Québec met l'accent sur sept orientations stratégiques clés pour la période de 2000 à 2004, qui concernent la stabilité tarifaire, l'amélioration de la qualité du service, la poursuite de la mise en valeur du potentiel hydroélectrique rentable au Québec et en périphérie, l'innovation technologique et la participation continue d'Hydro-Québec dans l'expansion des secteurs électrique et gazier d'Amérique du Nord et sur les marchés internationaux en pleine croissance.

Le Plan stratégique 2000-2004 vise une rentabilité accrue et une croissance vigoureuse des activités de base de la société.

Le Plan stratégique aborde également les principaux éléments du pacte social, à savoir :

- tarifs uniformes par catégorie de clients à l'échelle du réseau électrique
- stabilité des tarifs rendue possible par la production hydroélectrique, pour toutes les catégories de clients
- tarifs peu élevés, en particulier dans le secteur résidentiel.

La stabilité des tarifs est principalement liée à la prépondérance de l'hydroélectricité au sein du portefeuille de production d'Hydro-Québec. Hydro-Québec a déclaré que les tarifs resteraient gelés jusqu'en avril 2002 et que l'objectif d'une stabilité continue pour tous ses clients serait maintenue après cette date et jusqu'en 2004. Le faible niveau des tarifs, en particulier dans le secteur résidentiel, est une caractéristique centrale du marché de l'électricité du Québec. Hydro-Québec prévoit continuer de vendre l'électricité à tous les clients du Québec à des tarifs réglementés bas et stables, tout en vendant au prix du marché à l'extérieur de la province. Étant donné les avantages concurrentiels de la production

hydroélectrique du Québec et le coût de livraison sur les autres marchés, les prix nets obtenus sur les marchés extérieurs seront naturellement plus élevés que les prix réglementés au Québec, pour des profils de consommation comparables.

L'objectif de stabilité tarifaire signifie également pour Hydro-Québec qu'aucune mesure ne sera prise pour modifier l'interfinancement du service de distribution entre les différentes catégories tarifaires, et qui avantage les clients résidentiels.

La faisabilité de la stabilité des tarifs pour toutes les catégories de clients et la rentabilité accrue d'Hydro-Québec reposent principalement, selon le Plan stratégique 2000-2004, sur la croissance des marchés existants d'Hydro-Québec et la réduction des charges financières globales, dans le cadre d'un régime de réglementation qui ne détermine pas les prix liés à la production en fonction des coûts. Ce point de vue est analysé au chapitre 4 du présent rapport.

Chapitre 4 - Le tarif de fourniture d'électricité au Québec : conséquences prévues du régime de réglementation actuel

4.1 Réglementation traditionnelle des entreprises monopolistiques

La réglementation traditionnelle des entreprises monopolistiques repose sur l'hypothèse qu'une entreprise de services publics utilise une technologie de production, de transport et de distribution qui entraîne un monopole complet ou partiel du marché pour un service essentiel, par exemple l'électricité. Selon la théorie du monopole naturel qui résulte de cette approche, on devrait accorder à l'entreprise de services publics un droit exclusif d'exploitation sur le territoire de service visé, tout en réglementant ce service public afin de répondre à divers objectifs. Ces objectifs incluent généralement la protection des consommateurs, qui consiste à garantir la fourniture des types et des quantités de services essentiels à un juste prix, une fiabilité adéquate du service, un approvisionnement suffisant et la prévention des abus de pouvoir monopolistique et de la discrimination indue. On considère traditionnellement que la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que les services auxiliaires associés à chacune de ces fonctions forment un monopole naturel intégré verticalement, qui s'étend de la centrale électrique jusqu'au raccordement du consommateur résidentiel et au compteur.

4.2 Méthode classique de tarification basée sur le coût du service

Traditionnellement, la tarification basée sur le coût du service a été la pierre angulaire de la réglementation des entreprises monopolistiques en Amérique du Nord. Cette approche sur les coûts a été et est encore aujourd'hui la plus répandue pour réglementer les tarifs facturés par les entreprises privées de services publics. Elle a été également utilisée pour établir les tarifs des services publics offerts par les sociétés d'État, notamment les services publics de propriété provinciale au Canada ainsi que la Tennessee Valley Authority et la Bonneville Power Administration aux États-Unis.

Dans ses grandes lignes, la tarification basée sur le coût du service consiste à déterminer une base de tarification valable qui tient compte des coûts admissibles des installations et des équipements et d'un rendement raisonnable sur la base de tarification. Pour déterminer la base de tarification, il est nécessaire de résoudre différentes questions concernant la valeur économique résiduelle des coûts originaux des installations et des equipements dans le temps. Il existe en outre plusieurs théories économiques et réglementaires se rapportant aux différents aspects de l'établissement de la base de tarification.

Pour déterminer un rendement équitable sur les investissements, on définit habituellement deux valeurs extrêmes, le plancher représentant une limite de confiscation pour le propriétaire des installations et des équipements et le plafond correspondant à un niveau jugé injustifié par les clients. Tout en se maintenant à l'intérieur de cette zone où le rendement a un caractère raisonnable, il faut, pour fixer le niveau de celui-ci, tenir compte d'un certain nombre de facteurs, notamment la stabilité et la prévisibilité du niveau des tarifs, l'attrait de

l'investissement pour le capital, le système d'imposition du revenu et les politiques sociales. En combinant la base de tarification et un rendement raisonnable, on peut, sous réserve de divers rajustements, établir le niveau global de tarification des services réglementés fournis par le service public.

L'étape suivante de la méthode classique de tarification basée sur le coût du service consiste à déterminer une structure tarifaire spécifique, ce qui, à plusieurs égards, constitue une opération beaucoup plus compliquée. Afin de déterminer des tarifs différents pour chaque catégorie de clients, on doit en effet tenir compte de plusieurs objectifs conflictuels en matière d'équité et d'efficacité. Les spécialistes de la réglementation utilisent une série de critères généraux pour évaluer les caractéristiques d'une structure tarifaire solide.

Quoi qu'il en soit, il faut toujours faire preuve de beaucoup de jugement lorsqu'on pèse le pour et le contre de critères qui s'opposent et d'objectifs conflictuels sur le plan des politiques gouvernementales, par exemple la stabilité et la prévisibilité des tarifs du point de vue des clients, la stabilité et la prévisibilité des revenus du point de vue des entreprises de services publics, l'efficacité économique, la nécessité d'éviter une discrimination indue entre les catégories de clients, l'établissement d'une équité économique et sociale entre ces catégories et les coûts ainsi que les avantages privés et sociaux présents et futurs. L'histoire de la réglementation des services publics en Amérique du Nord est jalonnée d'une multitude de politiques destinées à atteindre différents objectifs sociaux, qui s'écartent d'une stricte application de la méthode de tarification visant à répartir uniquement les coûts en fonction du service offert à chaque catégorie de clients.

Soulignons que, dans le cadre de la restructuration du secteur électrique en Amérique du Nord, plusieurs régions aux États-Unis et au Canada sont en train d'adopter la tarification basée sur la performance (PBR)[2], pour les activités de transport et de distribution seulement, au lieu de la tarification en fonction du coût du service. On note des cas récents de réglementation selon la PBR au Royaume-Uni et sur d'autres territoires ainsi que dans le secteur des télécommunications aux États-Unis. La majorité des observateurs prévoient que, au fil du temps, le gouvernement fédéral et les États réglementeront les services de transport et de distribution aux États-Unis selon la PBR.

Dans le contexte de la restructuration du secteur électrique, on notera que nombre de décideurs et de responsables de la réglementation en Amérique du Nord ont reconsidéré la façon de réglementer la production d'électricité, en la distinguant du transport et de la distribution de l'électricité. Étant donné l'ouverture générale des marchés de gros de l'électricité à la concurrence encouragée par les politiques fédérales américaines et la restructuration État par État aux États-Unis ainsi que par la restructuration au niveau provincial en Ontario et en Alberta, une partie croissante de la capacité de production n'est plus assujettie à la réglementation traditionnelle des entreprises monopolistiques. Dans une telle situation, le prix de l'électricité produite par cette capacité est déterminé par les lois du

[2] *PBR: mode de réglementation fondé sur les coûts et la performance. La performance est généralement baseé sur une formule de type IPC-X, permettant à l'entreprise d'augmenter ses tarifs par l'IPC moins un facteur de productivité X. Si l'entreprise surpasse le point de référence en productivité établit par le régulateur, ces gains peuvent être conservés ou partagés en partie avec les consommateurs jusqu'à la prochaine révision tarifaire.*

marché et des contrats directs plutôt que par voie de réglementation d'un service public intégré.

4.2.1 Examen général des politiques d'interfinancement

Notre examen des politiques d'interfinancement aux États-Unis nous a permis de constater un phénomène intéressant qui contraste à certains égards avec le pacte social et la politique d'interfinancement actuelle au Québec. Avant la fin des années 1980, la plupart des États américains avaient défini, à l'intention des catégories de clients industriels, des tarifs favorables au développement économique ou des tarifs incitatifs. Prenant diverses formes selon la situation propre à chaque État, ces tarifs avaient généralement pour but de dissuader les clients d'adopter d'autres types de combustibles, d'encourager de nouvelles entreprises à s'installer dans l'État, de favoriser l'expansion des industries existantes, de réduire la capacité excédentaire ou de promouvoir la création d'emplois. Presque tous les États poursuivaient plus d'un de ces objectifs en créant ces tarifs spéciaux. (Bien sûr, la Politique énergétique de 1996 du Québec énonce également un objectif de ce genre visant les clients industriels de la province, mais dans les limites du pacte social.)

Dans les années 1990, en particulier dans les États américains où le coût de l'électricité était le plus élevé, les pressions pour conserver les emplois et développer l'économie ont conduit graduellement à l'abandon de l'interfinancement en faveur des clients résidentiels, si bien que la tarification en est presque venue à s'éloigner du principe de l'allocation des coûts en fonction des coûts réels et des facteurs d'utilisation (*« cost causation »*). Par la suite, les pressions exercées dans plusieurs États où les coûts étaient élevés, comme l'État de New York, ont conduit *de facto* à un interfinancement du secteur résidentiel vers celui des grands clients industriels. Cet interfinancement a pris la forme de nouveaux tarifs prévoyant des « rabais sélectifs » (« selective discount ») pour les clients industriels, pratique d'abord élaborée pour le marché américain du gaz naturel. En fait, on a accordé aux grands clients industriels un tarif réduit ou subventionné représentant un escompte de 10 % à 15 % sur les tarifs approuvés, afin de préserver la base industrielle de ces États. Les organismes des États (« state public utility commissions ») régissant les services publics ont justifié les tarifs modulés par une politique publique de conservation des emplois et ont permis à ce titre aux services publics de récupérer auprès de leurs clients résidentiels les pertes de revenu encourues dans le secteur industriel.

Plus récemment, toutefois, dans le cadre du processus de restructuration aux États-Unis, la majorité des États ayant restructuré le secteur électrique ont réduit de 5 % à 10 % les tarifs des clients résidentiels pour une période de plusieurs années. Cette mesure était fondée sur la conclusion que les clients industriels seraient capables de réduire leurs propres tarifs par des actions individuelles, conformément aux décisions de consommation prises dans un environnement concurrentiel déréglementé, et que la majorité des clients résidentiels n'auraient pas dans les faits ce recours dans les premières années de la restructuration. D'autres dispositions,

comme les exigences et l'établissement des prix associés à la « fourniture de dernier recours » (« *default supplier* »), ont été conçues dans le but de favoriser les clients résidentiels, en particulier dans les États à coûts élevés. En adoptant notamment des réductions de tarifs résidentiels et les dispositions relatives à la fourniture par défaut dans le cadre des plans de restructuration de l'État, les décideurs et les organismes de réglementation visent en un sens à établir un juste équilibre entre les clients industriels et les clients résidentiels pour le futur. Dans une telle perspective, on peut considérer que cet aspect de l'expérience de la restructuration aux États-Unis vient appuyer le principe d'équité des tarifs qui se trouve au cœur du pacte social au Québec.

4.3 Tarifs prévus pour toutes les catégories de clients en vertu du régime de réglementation actuel

4.3.1 Méthodologie

Cette analyse des tarifs est destinée à donner un aperçu des conséquences, sur les tarifs d'électricité et plus particulièrement sur les tarifs payés par les clients résidentiels, de l'élimination de l'interfinancement pour toutes les catégories tarifaires (accompagnée d'une allocation complète des coûts) et du remplacement des prix nets au producteur, comme proposé par Hydro-Québec à la Régie, par des prix basés sur les coûts, comme la Loi le prévoit. Dans le cadre du mandat, Merrill Lynch a évalué les conséquences éventuelles après avoir soumis à un examen préalable (« due diligence ») les modèles analytiques et les données fournies.

Les principaux paramètres sont tirés des données contenues dans le Plan stratégique 2000-2004 et d'autres sources, comme décrit ci-dessous :

- **Catégories tarifaires**

  Le règlement 663 d'Hydro-Québec définit deux types de tarifs : les tarifs domestiques, pour les clients résidentiels, et les tarifs généraux, pour les entreprises, les industries et les institutions. Les catégories tarifaires étudiées dans le cadre de cette analyse sont les suivantes : domestique (tarif D), petite puissance (tarif G), moyenne puissance (tarif M) et grande puissance (tarif L). Pris ensemble, ces tarifs engendrent environ 91 % des revenus d'Hydro-Québec sur son marché interne. Notons que notre analyse ne tient pas compte des contrats spéciaux et des exportations.

- **Actif, ventes en GWh et coûts**

  Selon les données fournies par Hydro-Québec.

- **Structure du capital**

  Afin de déterminer le rendement de marché de l'élément « avoir propre » de l'actif, nous avons établi la structure du capital suivante pour chaque fonction :

  - production : 30 % avoir propre / 70 % dette
  - transport : 25 % avoir propre / 75 % dette
  - distribution : 25 % avoir propre / 75 % dette

- **Taux de rendement de l'avoir propre**

  Comme mentionné, les taux de rendement de l'avoir propre servent, dans la méthode d'établissement des prix basée sur les coûts, à déterminer le bénéfice nécessaire à chaque fonction. Ces taux de rendement correspondent généralement à un taux sans risque comme le rendement des obligations à long terme du Canada, auquel on ajoute une prime de risque, et ils représentent la rémunération que l'on doit verser à l'investisseur pour qu'il accepte les risques à court et à long terme associés à son investissement. Bien que le choix d'un taux de rendement adéquat soit un exercice difficile en raison des risques d'affaires et financiers particuliers que chaque service public assume, nous avons utilisé les taux de rendement suivants aux fins de modélisation :

  - production : deux scénarios (10 % et 15 %)
  - transport : 9,75 %
  - distribution : 9,75 %

  Nombre d'aspects liés à la détermination de la prime de risque requièrent une bonne dose de jugement professionnel et les taux mentionnés ci-dessus ne correspondent pas nécessairement à ceux qu'Hydro-Québec obtiendrait d'un organisme de réglementation ou sur un marché libre. Ils constituent néanmoins une approximation raisonnable de ce que les autres services publics canadiens ont obtenu au cours des dernières années.

- **Taxes de vente**

  Les tarif indiqués dans l'analyse sont exprimés en cents par kilowattheure et excluent toutes les taxes de vente.

- **Année de base/période visée**

  Pour analyser les incidences tarifaires, Merrill Lynch a choisi les tarifs prévus pour l'an 2001 en utilisant comme point de départ la méthode d'établissement des prix nets proposée par Hydro-Québec. Ces prix visent à recouvrer tous les coûts de production d'électricité d'Hydro-Québec, incluant les frais d'exploitation et de maintenance, ainsi qu'une récupération des coûts de construction et un bénéfice raisonnable. Les tarifs des clients présentés dans le tableau ci-dessous sont gelés depuis le 1er mai 1998.

Ces tarifs et la méthode d'établissement des prix nets utilisée supposent un tarif moyen de fourniture de 2,79¢ pour la production en 2001 ainsi qu'un taux de rendement de l'avoir propre de 9,75 % affectés au transport. Le tarif de fourniture de 2,79¢ tient compte de la structure de coûts d'Hydro-Québec et inclut un rendement d'environ 18 % de l'avoir propre affectés à la production, avant rabais des contrats spéciaux (comme indiqué dans le tableau 2). Si l'on déduit ces rabais, toutefois, le tarif de fourniture effectif perçu par Hydro-Québec baisse à 2,66¢ avec un rendement de 15,1% sur l'avoir propre (comme indiqué dans le tableau 1). Les rabais associés aux contrats spéciaux sont en fait absorbés par Hydro-Québec et son actionnaire plutôt que transmis à tous les clients. Après allocation des coûts et des rendements de la production et du transport, on suppose que le revenu restant (« delta ») représente les coûts et le rendement de la distribution inclus dans le tarif facturé à chaque catégorie. Les tarifs d'électricité par catégorie de clients prévus pour 2001 et les rendements correspondants de l'avoir propre d'Hydro-Québec sont les suivants :

Tableau 1

Année 2001 *Tarif Fourniture = 2.79 ¢/KWh* *Transport = 9.75%* *Distribution = Delta*	**Hydro-Québec** **Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%)** **Basé sur le Plan Stratégique 2000-2004 (Prix nets)**								
	ventes (GWh)	2001 Total (¢/KWh)	Production Tarif	Production Rendement	Transport Tarif	Transport Rendement	Distribution Tarif	Distribution Rendement	Rendement
Domestique (tarif D)	49 178	6,21 ¢	3,27 ¢	18,1%	2,32 ¢	9,75%	0,62 ¢	-84,0%	**-5,0%**
Petite puissance (tarif G)	12 977	7,87 ¢	2,97 ¢	18,3%	1,70 ¢	9,75%	3,20 ¢	51,0%	**24,2%**
Moyenne puissance (tarif M)	22 799	6,14 ¢	2,75 ¢	18,3%	1,34 ¢	9,75%	2,05 ¢	111,0%	**29,4%**
Grande puissance (tarif L)	45 617	3,88 ¢	2,48 ¢	18,3%	1,08 ¢	9,75%	0,32 ¢	59,0%	**17,8%**
Sous-total 1	**130 571**	**5,55 ¢**	**2,87 ¢**	**18,2%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,02 ¢**	**-20,3%**	**8,7%**
Autres tarifs	3 939	4,87 ¢	2,54 ¢	17,5%	1,20 ¢	9,75%	1,14 ¢	-51,0%	-9,0%
Sous-total 2	**134 510**	**5,53 ¢**	**2,86 ¢**	**18,2%**	**1,64 ¢**	**9,75%**	**1,02 ¢**	**-22,1%**	**8,2%**
Contrats particuliers	21 957	2,40 ¢	1,45 ¢	-7,0%	0,94 ¢	9,75%	0,01 ¢	9,8%	-3,0%
Total - Marché interne	**156 467**	**5,09 ¢**	**2,66 ¢**	**15,1%**	**1,54 ¢**	**9,75%**	**0,88 ¢**	**-22,1%**	**7,2%**

Le tableau 1 indique un rendement prévu de 7,2 % en 2001 pour les ventes d'Hydro-Québec sur le marché interne et un taux de rendement de 8,7 % pour les catégories D, G, M et L, selon la méthode d'établissement des prix nets du Plan stratégique. Le taux de rendement prévu de l'avoir propre pour le secteur résidentiel (domestique) est de –5 %, tandis que les rendements associés aux autres catégories de clients varient de –9,0 % à 29,4 %. Ce tableau montre clairement les effets de l'interfinancement entre les catégories de clients. Avec ce « déphasage des tarifs », Hydro-Québec recouvre ses coûts et obtient un rendement de 7,2 %, tout en préservant le pacte social. Le tableau indique également le tarif moyen et le taux de rendement de chaque fonction et met en évidence le rendement négatif des activités de distribution selon la grille tarifaire actuelle.

Comme mentionné, le tableau 2 est identique au tableau 1, sauf en ce qui concerne les contrats spéciaux, dont les données connexes sont indiquées avant rabais. Même si le reste de cette analyse porte sur quatre catégories tarifaires (domestique, petite puissance, moyenne puissance et grande puissance), la présente section a pour but de fournir un aperçu général et une interprétation du marché interne d'Hydro-Québec.

Tableau 2

Année 2001 *Tarif Fourniture = 2.79 ¢/KWh* *Transport = 9.75%* *Distribution = Delta*	**Hydro-Québec Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%) Basé sur le Plan Strategique 2000-2004 (Prix nets)**								
	Ventes	[illegible]	Production		Transport		Distribution		Rendement
	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Rendement	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Total
Domestique (tarif D)	49 178	6,21 ¢	3,27 ¢	18,1%	2,32 ¢	9,75%	0,62 ¢	-64,0%	**-5,0%**
Petite puissance (tarif G)	12 977	7,87 ¢	2,97 ¢	18,3%	1,70 ¢	9,75%	3,20 ¢	51,0%	**24,2%**
Moyenne puissance (tarif M)	22 799	6,14 ¢	2,75 ¢	18,3%	1,34 ¢	9,75%	2,05 ¢	111,0%	**29,4%**
Grande puissance (tarif L)	45 617	3,88 ¢	2,48 ¢	18,3%	1,08 ¢	9,75%	0,32 ¢	59,0%	**17,6%**
Sous-total 1	**130 571**	**5,55 ¢**	**2,87 ¢**	**18,2%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,02 ¢**	**-20,3%**	**8,7%**
Autres tarifs	3 939	4,87 ¢	2,54 ¢	17,5%	1,20 ¢	9,75%	1,14 ¢	-51,0%	-9,0%
Sous-total 2	**134 510**	**5,53 ¢**	**2,86 ¢**	**18,2%**	**1,64 ¢**	**9,75%**	**1,02 ¢**	**-22,1%**	**8,2%**
Contrats particuliers, avant rabais	21 957	3,36 ¢	2,41 ¢	18,4%	0,94 ¢	9,75%	0,01 ¢	9.8%	16,1%
Total - Marché interne	**156 467**	**5,22 ¢**	**2,79 ¢**	**18,2%**	**1,54 ¢**	**9,75%**	**0,88 ¢**	**-22,1%**	**8,9%**

4.3.2 Analyse des tarifs par catégorie de clients

Comme nous l'avons mentionné, l'objectif de cette analyse est de déterminer les conséquences tarifaires lorsqu'on remplace la méthode d'établissement des prix nets à l'aide de laquelle Hydro-Québec a prévu les tarifs pour 2001 (Plan stratégique) par la méthode de tarification basée sur les coûts, sans interfinancement. Afin de montrer l'incidence de chaque facteur sur les tarifs, Merrill Lynch a divisé l'analyse en trois étapes clés permettant d'effectuer cette transition :

- diminution du taux de rendement de l'avoir propre des activités de production de 18 % à 10 % (scénario 1) ou à 15 % (scénario 2),
- augmentation du taux de rendement de l'avoir propre des activités de distribution à 9,75 % au moyen d'une hausse des tarifs résidentiels,
- élimination de l'interfinancement et pleine allocation des coûts.

Soulignons que, si chaque rajustement constitue une étape distincte aux fins de la présentation, les trois rajustements sont nécessaires pour effectuer la transition des tarifs actuels (prix nets) à la méthode de tarification basée sur les coûts avec pleine allocation des coûts. On irait en effet à l'encontre de cette dernière méthode si on se

limitait à la première étape ou aux deux premières, car on ne pourrait allouer pleinement les coûts selon le principe de causalité et déterminer correctement le taux de rendement applicable.

SCÉNARIO 1

Ce scénario suppose un taux de rendement réglementé de l'avoir propre de 10 % pour la production et de 9,75 % pour le transport et la distribution.

Étape 1

La première étape consiste à réduire le taux de rendement des activités de production de 18 % à 10 % sans rajuster les prix de transport ou de distribution. Cet ajustement permet de réduire les tarifs des différentes catégories de clients, sauf le domestique. Pour cette dernière catégorie, le gel des tarifs à 6,21¢/kWh implique essentiellement une compensation de la réduction du rendement de la production par une hausse du prix de la distribution, dans le but de tenter de « normaliser » le rendement de la distribution associé au tarif D, comparativement aux excédents de rendement des autres catégories tarifaires calculés selon la méthode d'établissement des prix nets au producteur. L'interfinancement est marginalement réduit. Le tableau suivant résume la première étape :

Tableau 3

Année 2001 *Production = 10%* *Transport = 9.75%* *Distribution = Delta*		**Hydro-Québec** **Etape 1: Réduction du rendement en production @ 10%** **Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%)**						
	2001	Production		Transport		Distribution		Rendement Total
Domestique (tarif D)	**6,21 ¢**	2,85 ¢	10,0%	2,32 ¢	9,75%	1,04 ¢	-49,0%	**-5,0%**
Petite puissance (tarif G)	**7,48 ¢**	2,58 ¢	10,0%	1,70 ¢	9,75%	3,20 ¢	51,0%	**20,1%**
Moyenne puissance (tarif M)	**5,78 ¢**	2,39 ¢	10,0%	1,34 ¢	9,75%	2,05 ¢	111,0%	**24,4%**
Grande puissance (tarif L)	**3,55 ¢**	2,15 ¢	10,0%	1,08 ¢	9,75%	0,32 ¢	59,0%	**11,9%**
Tarif moyen / Rendement total	**5,31 ¢**	**2,50 ¢**	**10,0%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,18 ¢**	**-13,0%**	**5,6%**

Le tableau 3 indique un taux de rendement total de 10 % pour la production, de 9,75 % pour le transport et de –13 % pour la distribution. Le taux de rendement total d'Hydro-Québec pour ces classes tarifaires est de 5,6 %. Les tarifs ont diminué pour toutes les catégories sauf le domestique, dont le tarif demeure gelé à 6,21 ¢/kWh.

Étape 2

Deuxièmement, on a augmenté le taux de rendement global des activités de distribution à 9,75 %, tout en maintenant l'interfinancement à un niveau essentiellement constant. Or, comme les tarifs G, M et L produisaient déjà un rendement de la distribution supérieur à 9,75%, la catégorie domestique absorbe entièrement l'effet de la hausse du taux de rendement global de la distribution, ce qui a pour effet d'accroître le tarif domestique de 6,21 ¢/kWh à 7,20 ¢/kWh.

Tableau 4

Année 2001 *Production = 10%* *Transport = 9.75%* *Distribution = 9.75%*		**Hydro-Québec** **Etape 2: Hausse du rendement en distribution @ 9.75%** **Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%)**						
	2001	Production		Transport		Distribution		Rendement
	Tarif (¢/kWh)	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Total
Domestique (tarif D)	**7,20 ¢**	2,85 ¢	10,0%	2,32 ¢	9,75%	2,03 ¢	-14,0%	**3,8%**
Petite puissance (tarif G)	**7,48 ¢**	2,58 ¢	10,0%	1,70 ¢	9,75%	3,20 ¢	51,0%	**20,1%**
Moyenne puissance (tarif M)	**5,78 ¢**	2,39 ¢	10,0%	1,34 ¢	9,75%	2,05 ¢	111,0%	**24,4%**
Grande puissance (tarif L)	**3,55 ¢**	2,15 ¢	10,0%	1,08 ¢	9,75%	0,32 ¢	59,0%	**11,9%**
Tarif moyen / Rendement total	**5,67 ¢**	**2,50 ¢**	**10,0%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,55 ¢**	**9,75%**	**9,9%**

Le tableau 4 indique un taux de rendement total de 10 % pour la production, de 9,75 % pour le transport et de 9,75 % pour la distribution. Le taux de rendement total d'Hydro-Québec pour ces classes tarifaires est de 9,9 %. Les tarifs ont diminué pour toutes les catégories de clients sauf le domestique, dont le tarif passe de 6,21 ¢/kWh à 7,20 ¢/kWh.

Étape 3

La dernière étape consiste à supprimer l'interfinancement entre les catégories tarifaires. En supposant un taux de rendement de 10 % pour la production et de 9,75 % pour le transport et la distribution, les tarifs indiqués dans le tableau 5 sont les prix réels que chaque catégorie de clients paierait au Québec si l'on appliquait la méthode de tarification basée sur les coûts sans interfinancement.

Tableau 5

Année 2001 *Production = 10%* *Transport = 9.75%* *Distribution = 9.75%*	**2001** **Tarif (¢/kWh)**	**Ecart p/r au tarif P.S. 2000-2004 (¢/kWh)**	**Ecart p/r au tarif P.S. 2000-2004 (%)**	**Hydro-Québec** **Etape 3: Elimination de l'interfinancement** **Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%)**						
				Production		Transport		Distribution		Rendement
				Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Total
Domestique (tarif D)	**7,89 ¢**	**+1,68**	**+27%**	2,85 ¢	10,0%	2,32 ¢	9,75%	2,72 ¢	9,75%	**9,9%**
Petite puissance (tarif G)	**6,51 ¢**	**-1,36**	**-17%**	2,58 ¢	10,0%	1,70 ¢	9,75%	2,23 ¢	9,75%	**9,9%**
Moyenne puissance (tarif M)	**4,73 ¢**	**-1,41**	**-23%**	2,39 ¢	10,0%	1,34 ¢	9,75%	1,00 ¢	9,75%	**9,9%**
Grande puissance (tarif L)	**3,44 ¢**	**-0,44**	**-11%**	2,15 ¢	10,0%	1,08 ¢	9,75%	0,21 ¢	9,75%	**9,9%**
Tarif moyen / Rendement total	**5,67 ¢**	**+0,12**	**+2%**	**2,50 ¢**	**10,0%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,49 ¢**	**9,75%**	**9,9%**

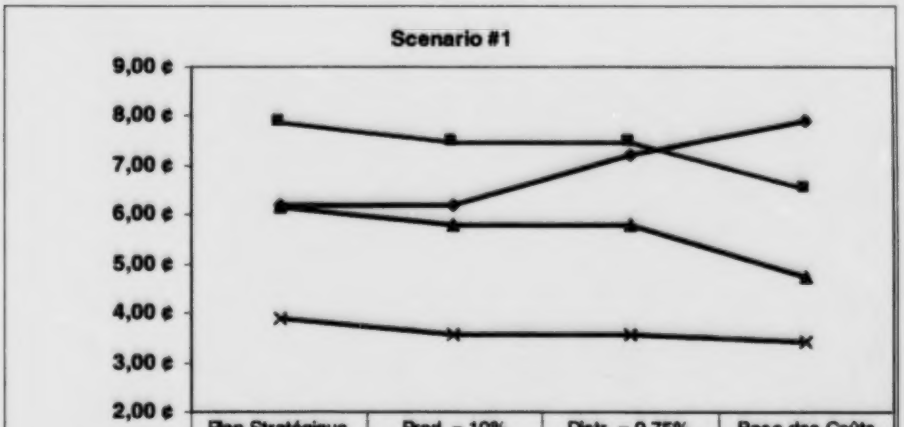
Conclusion

Lorsqu'on compare les tarifs prévus pour 2001 par rapport aux tarifs reposant sur le coût du service et une pleine allocation des coûts sans interfinancement, on obtient les résultats suivants par catégorie :

- domestique (tarif D) : hausse du tarif de 27 %, de 6,21 ¢/kWh à 7,89 ¢/kWh
- petite puissance (tarif G) : réduction du tarif de 17 %
- moyenne puissance (tarif M) : réduction du tarif de 23 %
- grande puissance (tarif L) : réduction du tarif de 11 %

Bien que la méthode de tarification basée sur les coûts sans interfinancement entraîne une réduction des tarifs de trois catégories de clients sur quatre, il semble que les clients résidentiels pourraient subir une hausse considérable de leurs tarifs, appelée également « choc tarifaire ».

Diagramme – Scénario 1



	Plan Stratégique	Prod. = 10%	Distr. = 9.75%	Base des Coûts
Tarif D (Dom)	6,21 ¢	6,21 ¢	7,20 ¢	7,89 ¢
Tarif G (PP)	7,87 ¢	7,48 ¢	7,48 ¢	6,51 ¢
Tarif M (MP)	6,14 ¢	5,78 ¢	5,78 ¢	4,73 ¢
Tarif L (GP)	3,88 ¢	3,55 ¢	3,55 ¢	3,44 ¢

Le diagramme 1 illustre essentiellement, étape par étape, le résultat du changement de méthode d'établissement des prix pour chaque catégorie de clients.

SCÉNARIO 2

Ce scénario suppose un taux de rendement réglementé de l'avoir propre de 15 % pour la production et de 9,75 % pour le transport et la distribution.

Étape 1

La première étape consiste à réduire le taux de rendement des activités de production de 18 % à 15 % sans rajuster les tarifs de transport ou de distribution. Cet ajustement permet de réduire les tarifs des différentes catégories de clients, sauf le domestique. Pour cette dernière, le gel du tarif à 6,21¢/kWh implique essentiellement une compensation de la réduction du rendement de la production par une hausse du prix de la distribution, dans le but de tenter de « normaliser » le rendement de la distribution associé au tarif D, comparativement aux excédents de rendement des autres catégories tarifaires calculés selon la méthode d'établissement des prix nets au producteur. L'interfinancement est marginalement réduit. Le tableau suivant résume la première étape :

Tableau 6

Année 2001 *Production = 15%* *Transport = 9.75%* *Distribution = Delta*		**Hydro-Québec** **Etape 1: Reduction du rendement en production @ 15%** **Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%)**						
	2001	Production		Transport		Distribution		Rendement
	Tarif (¢/kWh)	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Total
Domestique (tarif D)	**6,21 ¢**	3,11 ¢	15,0%	2,32 ¢	9,75%	0,78 ¢	-58,0%	-5,0%
Petite puissance (tarif G)	**7,71 ¢**	2,81 ¢	15,0%	1,70 ¢	9,75%	3,20 ¢	51,0%	22,6%
Moyenne puissance (tarif M)	**6,00 ¢**	2,61 ¢	15,0%	1,34 ¢	9,75%	2,05 ¢	111,0%	27,4%
Grande puissance (tarif L)	**3,75 ¢**	2,35 ¢	15,0%	1,08 ¢	9,75%	0,32 ¢	59,0%	15,3%
Tarif moyen / Rendement total	**5,44 ¢**	**2,73 ¢**	**15,0%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,08 ¢**	**-18,0%**	**7,1%**

Le tableau 6 indique un taux de rendement total de 15 % pour la production, de 9,75 % pour le transport et de -18 % pour la distribution. Le taux de rendement total d'Hydro-Québec pour ces classes tarifaires est de 7,1 %. Les tarifs ont diminué pour toutes les catégories tarifaires sauf le domestique, dont le tarif demeure gelé à 6,21 ¢/kWh.

Étape 2

Deuxièmement, on a augmenté le taux de rendement global des activités de distribution à 9,75 %, tout en maintenant l'interfinancement à un niveau essentiellement constant. Or, comme les tarifs G, M et L produisaient déjà un rendement de la distribution supérieur à 9,75%, la catégorie domestique absorbe entièrement l'effet de la hausse du taux de rendement global de la distribution, ce qui a pour effet d'accroître le tarif domestique de 6,21 ¢/kWh à 7,46 ¢/kWh.

Tableau 7

Année 2001 *Production = 15%* *Transport = 9.75%* *Distribution = 9.75%*		Hydro-Québec Etape 2: Hausse du rendement en distribution @ 9.75% Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%)						
	2001	Production		Transport		Distribution		Rendement
	Tarif ¢/kWh	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Total
Domestique (tarif D)	**7,46 ¢**	3,11 ¢	15,0%	2,32 ¢	9,75%	2,03 ¢	-14,0%	6,1%
Petite puissance (tarif G)	**7,71 ¢**	2,81 ¢	15,0%	1,70 ¢	9,75%	3,20 ¢	51,0%	22,6%
Moyenne puissance (tarif M)	**6,00 ¢**	2,61 ¢	15,0%	1,34 ¢	9,75%	2,05 ¢	111,0%	27,4%
Grande puissance (tarif L)	**3,75 ¢**	2,35 ¢	15,0%	1,08 ¢	9,75%	0,32 ¢	59,0%	15,3%
Tarif moyen / Rendement total	**5,90 ¢**	**2,73 ¢**	**15,0%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,55 ¢**	**9,75%**	**12,6%**

Le tableau 7 indique un taux de rendement général de 15 % pour la production, de 9,75 % pour le transport et de 9,75 % pour la distribution. Le taux de rendement total d'Hydro-Québec pour ces classes tarifaires est de 12,6 %. Les tarifs ont diminué pour toutes les catégories de clients sauf le domestique, dont le tarif passe de 6,21 ¢/kWh à 7,46 ¢/kWh.

Étape 3

La dernière étape consiste à supprimer l'interfinancement entre les catégories tarifaires. En supposant un taux de rendement de 15 % pour la production et de 9,75 % pour le transport et la distribution, les tarifs indiqués dans le tableau 7 sont les prix réels que chaque catégorie de clients paierait au Québec si l'on appliquait la méthode de tarification basée sur les coûts sans interfinancement.

Tableau 8

Année 2001 *Production = 15%* *Transport = 9.75%* *Distribution = 9.75%*	Tarif (¢/kWh)	Ecart p/r au tarif P.S. 2000-2004 (¢/kWh)	Ecart p/r au tarif P.S. 2000-2004 (%)	Hydro-Québec Etape 3: Elimination de l'interfinancement Tarif (¢) / Rendement sur Avoir Propre (%)						
				Production		Transport		Distribution		Rendement
				Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Tarif	Rendement	Total
Domestique (tarif D)	**8.15 ¢**	+1,94	+31%	3,11 ¢	15,0%	2,32 ¢	9,75%	2,72 ¢	9,75%	12,1%
Petite puissance (tarif G)	**6.75 ¢**	-1,12	-14%	2,81 ¢	15,0%	1,70 ¢	9,75%	2,24 ¢	9,75%	12,3%
Moyenne puissance (tarif M)	**4.94 ¢**	-1,20	-20%	2,61 ¢	15,0%	1,34 ¢	9,75%	0,99 ¢	9,75%	12,9%
Grande puissance (tarif L)	**3.64 ¢**	-0,24	-6%	2,35 ¢	15,0%	1,08 ¢	9,75%	0,21 ¢	9,75%	13,4%
Tarif moyen / Rendement total	**5.90 ¢**	**+0,35**	**+6%**	**2,73 ¢**	**15,0%**	**1,65 ¢**	**9,75%**	**1,49 ¢**	**9,75%**	**12,6%**

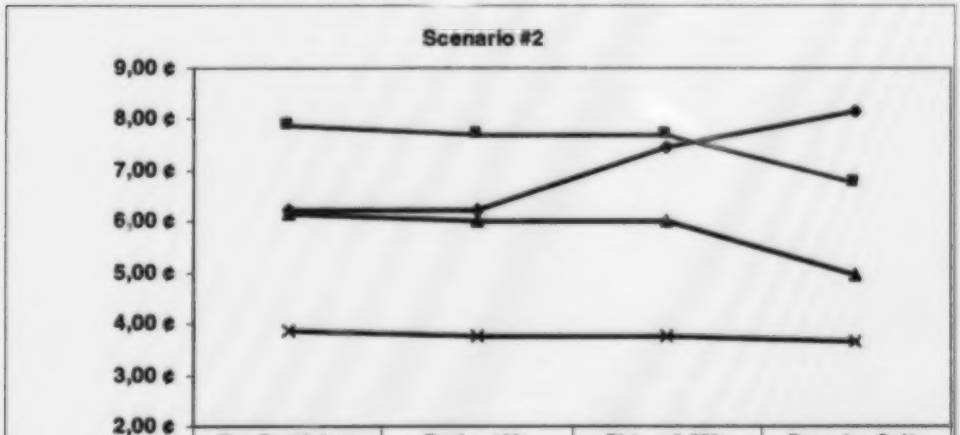
Conclusion

Lorsqu'on compare les tarifs prévus pour 2001 par rapport aux tarifs reposant sur le coût du service et une pleine allocation des coûts sans interfinancement, on obtient les résultats suivants par catégorie :

- domestique (tarif D) : hausse du tarif de 31 %, de 6,21 ¢/kWh à 8,15 ¢/kWh
- petite puissance (tarif G) : réduction du tarif de 14 %
- moyenne puissance (tarif M) : réduction du tarif de 20 %
- grande puissance (tarif L) : réduction du tarif de 6 %

Bien que la méthode de tarification basée sur les coûts sans interfinancement entraîne une réduction des tarifs de trois catégories de clients sur quatre, il semble que les clients résidentiels pourraient subir une hausse considérable de leurs tarifs, appelée également « choc tarifaire ».

Diagramme – Scénario 2



	Plan Stratégique	Prod. = 15%	Distr. = 9.75%	Base des Coûts
Tarif D (Dom)	6,21 ¢	6,21 ¢	7,46 ¢	8,15 ¢
Tarif G (PP)	7,87 ¢	7,71 ¢	7,71 ¢	6,75 ¢
Tarif M (MP)	6,14 ¢	6,00 ¢	6,00 ¢	4,94 ¢
Tarif L (GP)	3,88 ¢	3,75 ¢	3,75 ¢	3,64 ¢

Le diagramme 2 illustre essentiellement, étape par étape, le résultat du changement de méthode d'établissement des prix pour chaque catégorie de clients.

4.4 Conséquences prévues sur le bénéfice net et les revenus d'Hydro-Québec

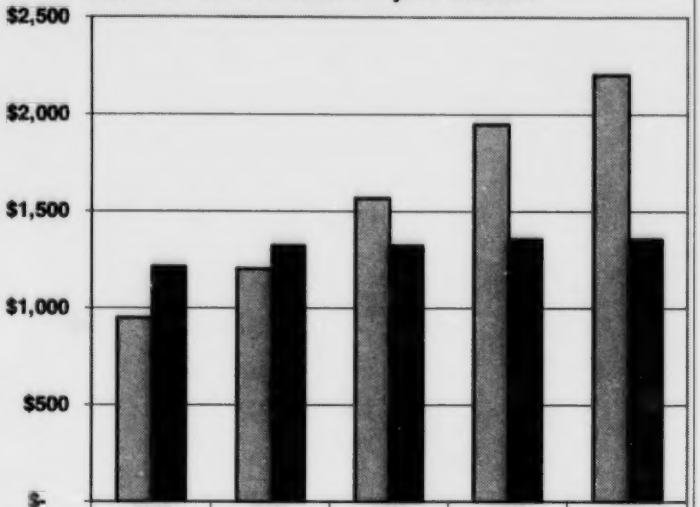
4.4.1 Méthodologie et scénarios de base

La présente section porte sur les conséquences du changement de méthode d'établissement des prix sur la rentabilité et les revenus d'Hydro-Québec et les dividendes versés à son actionnaire, le gouvernement du Québec, lorsqu'on applique la tarification basée sur les coûts.

Les principaux paramètres de l'analyse proviennent également du Plan stratégique 2000-2004 et sont identiques à ceux du chapitre précédent, sauf en ce qui concerne la période visée, qui va de 2000 à 2004. En outre, Merrill Lynch a augmenté les bénéfices nets mentionnés dans le Plan stratégique 2000-2004 par un montant de 180 M $ en 2001, de 420 M $ en 2002, de 600 M $ en 2003 et de 600 M $ en 2004, afin de tenir compte de la contingence budgétaire de 1,8 milliard de dollars pour des apports hydrauliques inférieurs à la moyenne qui est incluse dans le Plan. Ces rajustements au pro forma du Plan reflètent adéquatement le niveau moyen d'apports hydrauliques prévu dans les réservoirs d'Hydro-Québec au cours de la période 2000-2004. Ces rajustements sont nécessaires aux fins de comparaison avec les scénarios de tarification basée sur les coûts que Merrill Lynch a élaborés. Dans le cadre de tels scénarios, en effet, l'impact financier d'un éventuel manque d'apports hydrauliques serait probablement comptabilisé et recouvré auprès des consommateurs par des hausses de tarifs (les tarifs seraient en fait plus sensibles aux coûts ponctuels et fluctueraient en cas d'insuffisance des apports d'eau).

Le diagramme 1 ci-dessous compare le bénéfice net prévu dans le Plan stratégique et celui prévu selon la méthode de tarification basée sur les coûts. Étant donné la nature intégrée de production d'Hydro-Québec, nous n'avons pas estimé pratique de diviser l'actif (c.-à-d., en répartissant les actifs entre les ventes intérieures et les exportations et contrats spéciaux) pour calculer les effets de ces scénarios. Par conséquent, les bénéfices nets résultant des scénarios basés sur les coûts tiennent compte de toutes les immobilisations en exploitation d'Hydro-Québec (base de tarification) et peuvent être comparés aux bénéfices nets du Plan stratégique. Le remplacement des prix nets au producteur par des prix reposant sur les coûts modifierait la structure des revenus et du bénéfice d'Hydro-Québec; globalement, le diagramme révèle que le bénéfice net avant versement du dividende pour la période 2000-2004 diminuerait de 1,3 milliard de dollars dans le cadre de notre scénario 1 (rendement de l'avoir propre de 10 % pour la production et de 9,75 % pour le transport et la distribution). Ces changements auraient cependant des effets différents sur chaque fonction : la rentabilité de la production diminuerait, celle de la distribution augmenterait, tandis que celle du transport resterait essentiellement la même. On trouvera en annexe E plus de détails à ce sujet ainsi que les calculs étayant le diagramme.

Graphique 1
Bénéfice net consolidé d'Hydro-Québec



	2000	2001	2002	2003	2004
Plan stratégique 2000-04 après ajustements	$950	$1,205	$1,570	$1,950	$2,200
Scénario basé sur les coûts #1	$1,216	$1,321	$1,325	$1,354	$1,359

En supposant une politique de versement de 50 % du bénéfice net à titre de dividende, le gouvernement verrait ses dividendes diminuer de 650 millions de dollars durant la période visée.

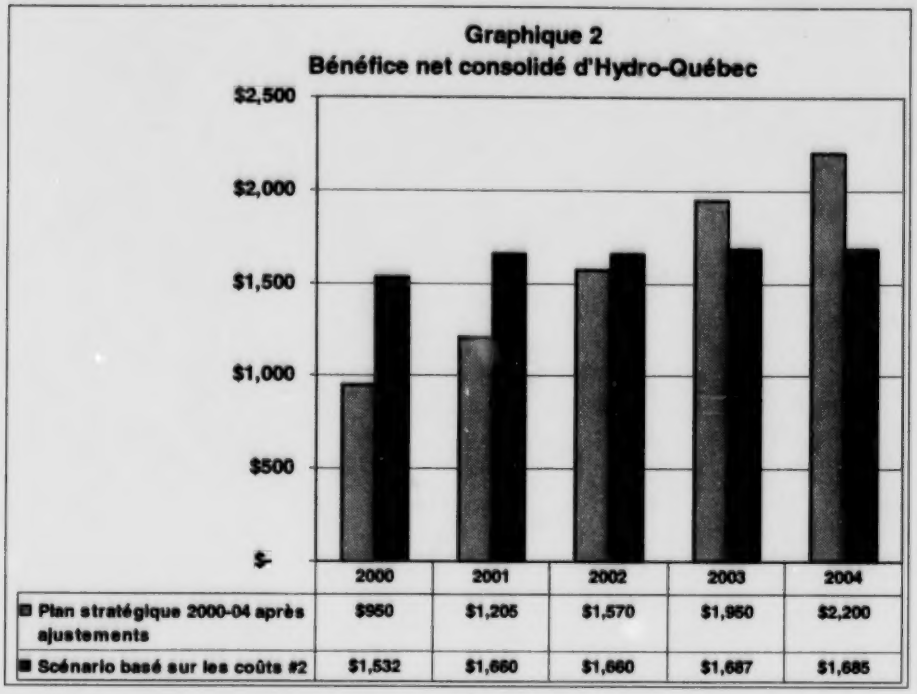
Pour ce qui est de l'impact sur les revenus d'Hydro-Québec, Merrill Lynch n'a pas établi de comparaison directe à partir des tarifs calculés au chapitre 4, puisque ces tarifs ne correspondent qu'au marché interne, alors que les données du Plan stratégique incluent l'ensemble des activités d'Hydro-Québec (réglementées, filiales, international, etc..). Toutefois, il est raisonnable de conclure que les revenus connaîtraient une réduction comparable à celle du bénéfice net, soit 1,3 milliard de dollars durant la période 2000-2004 (scénario 1). Cette réduction du bénéfice net et des revenus, lorsque l'on compare l'approche de réglementation basée sur les coûts (*Loi sur la Régie de l'énergie*) et le Plan stratégique 2000-04, est essentiellement due au plafonnement de la base de tarification (immobilisations en exploitation) et donc du bénéfice net dans le cas de la réglementation basée sur les coûts, alors que le bénéfice net du Plan stratégique augmente de façon constante sur la période, surtout, tel qu'indiqué par Hydro-Québec, à cause de la croissance des revenus et de la rentabilité sur les marchés externes et grâce à la réduction des frais financiers de l'entreprise.

Ces manques à gagner ne tiennent pas compte d'autres risques liés à la réglementation qui pourraient avoir une incidence sur le bénéfice net et le dividende d'Hydro-Québec dans le cadre d'un régime de tarification de la production basée sur les coûts. Ces risques sont principalement les suivants :

- non-admissibilité éventuelle de certains éléments d'actif à la base de tarification utilisée pour la production,
- pressions en faveur d'un prolongement des périodes d'amortissement de l'actif ou de l'adoption de méthodes connexes pour les besoins de la comptabilité exigée par la réglementation,
- non-admissibilité de certains frais d'exploitation,
- traitement réglementaire de certains éléments fiscaux (taxe sur le capital, frais de garantie sur la dette, etc.).

Quoique nous ne puissions chiffrer l'effet de ces risques en dollars, l'expérience antérieure au Canada et aux États-Unis montre que la restructuration du cadre réglementaire et la transition vers une tarification basée sur les coûts peuvent entraîner la non-admissibilité d'éléments d'actif substantiels. Compte tenu que l'actif actuel d'Hydro-Québec affecté à la production s'élève à 21 milliards de dollars, chaque tranche de 1 % d'actif non admissible résulterait en un manque à gagner de 210 millions de dollars.

Le diagramme 2 ci-dessous compare les même éléments que le diagramme 1 et selon les mêmes hypothèses, à la différence que le bénéfice net résultant de prix basés sur les coûts repose cette fois-ci sur l'hypothèse d'un taux de rendement de 15 % des activités de production. Globalement, le diagramme montre que le bénéfice net augmenterait de 350 millions de dollars durant la période. Le diagramme indique également que les impacts favorables sur le bénéfice se trouvent en début de période alors que des impacts négatifs significatifs apparaissent à compter de 2003. En vertu d'une politique de versement de 50 % du bénéfice au gouvernement du Québec sous forme de dividende, les dividendes augmenteraient donc de 175 millions de dollars. Le modèle financier montre que, dans le cadre d'une méthode d'établissement des prix basée sur les coûts, le bénéfice net d'Hydro-Québec est très sensible et varie considérablement en fonction du taux de rendement choisi pour la production. On trouvera en annexe plus de détails à ce sujet ainsi que les calculs étayant le diagramme.



Sous le scénario 2, les revenus d'Hydro-Québec verraient une hausse identique à celle du bénéfice net, soit 350 millions de dollars durant la période visée.

Les risques liés à la réglementation décrits plus haut s'appliquent également à notre deuxième scénario, c.-à-d. la non-admissibilité d'éléments d'actif, les pressions en faveur d'un prolongement des périodes d'amortissement de l'actif ou de l'adoption de méthodes connexes, la non-admissibilité de certains frais d'exploitation, le traitement réglementaire de certains éléments fiscaux, etc.

4.5 Incidence sur les politiques gouvernementales

4.5.1 Généralités

Le choix d'une politique de réglementation des tarifs et des mécanismes d'interfinancement connexes influe sur le profil financier d'Hydro-Québec, du gouvernement du Québec et sur les clients et constitue donc un facteur important pour toutes les parties intéressées. La réglementation des prix est généralement réservée aux marchés de nature monopolistique comme au Québec. Elle vise à garantir des rendements financiers raisonnables pour les investissements majeurs dans le secteur électrique, à limiter les hausses de prix de monopole et à favoriser une efficacité de marché en ce qui concerne l'accès à une infrastructure aussi essentielle. Dans le cadre de la méthode du prix coûtant majoré (avec ou sans

élimination de l'interfinancement), les prix sont rajustés de manière à ce que le fournisseur de services puisse recouvrer toutes ses dépenses d'exploitation et l'amortissement et obtenir un taux de rendement fixe de ses investissements.

Le choix d'un régime d'établissement des prix exige l'étude des multiples relations qui existent entre différents facteurs clés pour toutes les parties intéressées, comme la stabilité, l'opportunité, la transparence, l'équité et la souplesse. La stabilité des tarifs résidentiels au Québec peut constituer l'objectif fondamental, ce qui exige le maintien d'une politique d'interfinancement; si l'on recherche plutôt la pleine allocation des coûts, l'interfinancement doit être éliminé. Étant donné que ces solutions s'opposent, le choix d'un régime d'établissement des prix et la décision de maintenir ou non l'interfinancement doivent faire l'objet d'une analyse approfondie.

4.5.2 Pacte social

Dans sa forme actuelle, le pacte social est favorable à la stabilité des tarifs par catégorie de clients et à un bas niveau des tarifs en particulier au secteur résidentiel. La raison d'être de l'interfinancement est de garder l'électricité universellement disponible et abordable, en particulier pour les clients résidentiels. La définition d'un équilibre approprié entre le caractère concurrentiel de l'industrie et la nécessité de répondre à des besoins sociaux importants demeure un défi crucial à relever. Comme illustré dans les pages précédentes, l'élimination de l'interfinancement et l'adoption d'une approche où les coûts sont complètement alloués pourraient être interprétées comme une dérogation majeure au pacte social, en particulier dans le secteur résidentiel.

4.5.3 Situation financière d'Hydro-Québec

Dans son *Plan stratégique 2000-2004*, Hydro-Québec a annoncé un gel des tarifs jusqu'en 2002 et son intention de favoriser la stabilité des tarifs par la suite. La société continuera également de soutenir des projets de développement industriel en offrant, comme elle le fait à tous ses clients, un approvisionnement fiable en électricité à des tarifs concurrentiels, applicables à l'échelle du Québec.

D'un point de vue financier, la réduction contrôlée de l'interfinancement actuel au fil du temps n'aurait probablement aucune répercussion notable sur les ventes et le bénéfice net d'Hydro-Québec, à la condition que ces effets soient pleinement réalloués entre les catégories de clients. Toutefois, la mise en application d'une réglementation basée sur les coûts conformément à la *Loi sur la Régie de l'énergie* risque d'entraîner une diminution de la rentabilité d'Hydro-Québec à long terme – par conséquent, on ne saurait sous-estimer le risque d'une réduction du bénéfice et des dividendes versés au gouvernement du Québec.

Chapitre 5 - Déréglementation des activités de production d'électricité au Québec : options possibles visant à introduire la concurrence

5.1 Tendances et événements récents dans le domaine de la déréglementation du secteur électrique en Amérique du Nord, particulièrement en ce qui regarde la production d'électricité

Le présent chapitre fournit un aperçu général des tendances et des événements récents dans le domaine de la déréglementation du secteur électrique en Amérique du Nord. Une importance particulière est accordée à la production d'électricité et aux différentes manières d'introduire la concurrence dans la production. Cet examen ne vise pas à être exhaustif, mais plutôt à fournir un point de référence pour une discussion subséquente des différentes avenues qui s'offrent au Québec.

5.1.1 Canada

Les provinces du Canada ont pris individuellement l'initiative de s'attaquer au problème de la déréglementation du secteur électrique, conformément à leurs compétences. En ce qui concerne la déréglementation du secteur du gaz naturel, le gouvernement fédéral ainsi que l'Office national de l'énergie ont joué un rôle de premier plan, en parallèle avec les responsables fédéraux du gouvernement américain. Comme on s'en rendra compte, les provinces se sont chargées d'étudier la question de la déréglementation et d'intervenir de nombreuses façons.

Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique a évalué activement différentes options pour son secteur électrique pendant plusieurs années. En raison de la prédominance de la production hydroélectrique, la province de la Colombie-Britannique offre des tarifs d'électricité parmi les plus bas en Amérique du Nord, ce qui n'incite guère à définir une orientation officielle relativement à l'avenir de l'industrie. La production de l'électricité et sa distribution aux clients de Colombie-Britannique incombent principalement à BC Hydro et à West Kootenay Power.

En 1995, la British Columbia Utilities Commission a entrepris une étude de dix mois concernant les avantages et les risques d'une déréglementation du marché et de la concurrence de détail. L'étude a conclu que le marché de l'électricité devrait être subdivisé et qu'on devrait rendre la production d'électricité en gros plus équitable en l'ouvrant à la concurrence. Ce désir de réforme était motivé à l'origine par les objectifs suivants : meilleur accès au marché d'exportation; plus grand choix pour les consommateurs; plus grand nombre d'options en matière de service; et possibilité, pour les producteurs indépendants, de participer au marché de gros. Ces questions ont été à la base de la formation d'un groupe de travail en mars 1997 et ont fourni les paramètres du cadre d'action que celui-ci a été chargé de définir. Le groupe de travail a produit un rapport, *Reforming BC's Electricity Market : A Way Forward*, qui propose un processus en deux phases. La phase 1 consisterait à

conserver la structure d'intégration verticale, mais en séparant les fonctions associées au réseau électrique des activités de services publics. Elle nécessiterait la formation d'un comité de surveillance du réseau électrique et d'un marché de négociation entre les acheteurs et les vendeurs d'électricité. Durant la phase 2, on achèverait la séparation verticale en convertissant l'unité de transport en une société d'État, la BC Grid Company, chargée de louer les éléments d'actif de la West Kootenay Power associés au réseau électrique. La BC Grid Company assumerait les fonctions du comité de surveillance du réseau électrique. La réforme proposée n'a cependant jamais été mise en application, car les parties intéressées n'ont pu parvenir à un consensus.

Entre-temps, une réforme clé a été adoptée en Colombie-Britannique. BC Hydro et la West Kootenay Power ont terminé la déréglementation du marché de gros et le réseau électrique a été ouvert en 1997, lorsque la filiale exportatrice de BC Hydro, Powerex, a obtenu son permis de commercialisation de la FERC.

Alberta

Le gouvernement de l'Alberta a débuté l'examen de la déréglementation du secteur électrique en 1993. Des lois ont été promulguées en 1995 suscitant la concurrence sur le marché de gros. Les réformes subséquentes qui sont entrées en vigueur en janvier 1996 ont donné naissance à un pool d'électricité concurrentiel qui a ouvert l'accès au réseau de transport, a créé une bourse de l'électricité, a séparé le transport de la production et a introduit la concurrence pour les nouveaux approvisionnements en électricité. Il existe trois principales compagnies d'électricité à intégration verticale qui offrent leurs services au marché albertain, à savoir ATCO Ltd., Epcor et TransAlta Corp. On s'attend à ce qu'en 2000, ces sociétés séparent à l'interne leurs activités de production, de réseaux et de ventes au détail. Les groupes responsables de la production devront vendre l'électricité de leurs centrales à des intermédiaires dans le cadre d'une vente aux enchères qui établira ainsi un marché concurrentiel. Les intermédiaires, des sociétés de commercialisation d'énergie, auront ensuite le droit de soumissionner pour la production des installations au sein du pool d'électricité.

Le calendrier est conçu de façon à permettre graduellement aux clients de détail de choisir leur fournisseur. Il débute par un projet pilote s'adressant d'abord à des clients industriels importants, puis s'étendant à tous les autres clients en 2001.

Les centrales existantes continueront d'être réglementées jusqu'en 2020 et feront partie d'un réseau d'équilibrage provincial. À partir de 2001, des contrats à long terme d'achat d'électricité dont la durée ne dépassera pas 20 ans remplaceront le système actuel de façon à récupérer les coûts et à profiter des centrales existantes. Autrement dit, l'actif non compétitif en Alberta sera protégé en pratique pendant 20 ans dans le cadre des toutes dernières propositions. Les nouvelles installations ne seront pas protégées et devront faire face à la concurrence. Au début de 2000, le Ministère du développement des ressources mettra sur pied un système de vente aux enchères publiques et ouvertes pour les contrats d'achat d'électricité, qui devrait

augmenter la concurrence en diversifiant et en augmentant le nombre de vendeurs au pool d'électricité. Les contrats d'achat d'électricité transfèrent aux sociétés de commercialisation indépendantes le droit de vendre la production d'une centrale au pool et de recevoir du pool des revenus pour l'énergie produite.

Ce marché présente également les caractéristiques suivantes :

- des « paiements de réservation » imposés au système de distribution au profit des actifs de production existants
- aucun décloisonnement, mais les filiales des trois sociétés de services publics de la province ont créé la Grid Company of Alberta pour exploiter le réseau de transport dans cette province
- l'ouverture du marché de détail de l'électricité à la concurrence, ce qui devrait augmenter la concurrence dans le secteur de la distribution du gaz au fur et à mesure que les compagnies adoptent une stratégie de convergence.

À l'heure actuelle, l'organisme de réglementation de l'Alberta, l'Alberta Energy Utilities Board (AEUB), étudie si elle doit mettre en vigueur une réglementation des tarifs reposant sur la performance en 1999/2000.

Évidemment, parce qu'elle a été la première province canadienne à restructurer le marché de l'électricité, l'Alberta n'a pas pu observer ce qui se passait dans les autres provinces ni tirer de leçon des erreurs qui ont été commises. C'est pourquoi son plan présente diverses lacunes, la principale ayant trait à la fiabilité et aux manques d'approvisionnement électrique pendant les périodes de pointe, qui nécessitent une augmentation de la capacité de production.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation est une société d'État qui est le principal fournisseur d'électricité en Saskatchewan. SaskPower est membre du Mid-Continent Area Power Pool et n'est pas réglementée par un organisme indépendant. Elle est en effet réglementée par le gouvernement. En 1993, SaskPower a lancé un projet stratégique intitulé « Taking Charge of the Future », qui faisait appel à un processus de consultation des employés afin de tenir compte de l'introduction de la concurrence. Compte tenu des changements se présentant dans les autres provinces, la Saskatchewan est d'avis que la concurrence est inévitable. Une décision importante a été prise en 1994 avec la création de SaskPower International, une filiale destinée à commercialiser dans le monde entier les compétences administratives et techniques de SaskPower. Celle-ci a également entrepris un processus de planification stratégique visant à augmenter l'imputabilité et le rendement en prévision des nouvelles attentes de la part des clients. SaskPower continue à mettre sur pied divers projets pour devenir plus concurrentielle et faire en sorte de devenir le fournisseur préféré des clients lorsque le monopole aura disparu. Parmi les principaux projets entrepris par SaskPower, signalons l'achat de 210 mégawatts d'électricité produite de façon indépendante par une centrale de cogénération devant être construite, exploitée et entretenue par Husky Oil Operation

Ltd. et TransAlta Energy Corporation. En outre, SaskPower a mis en service la ligne de transport Condie-Queen Elizabeth, qui serait le moyen le plus efficient et le plus rentable de fournir l'électricité supplémentaire à la ville de Saskatoon et au nord de la Saskatchewan.

Manitoba

Hydro-Manitoba appartient en totalité au gouvernement du Manitoba. Elle produit et transporte une part importante de toute l'électricité de la province. Winnipeg Hydro dessert la région métropolitaine et produit environ la moitié de l'électricité requise tout en achetant le reste d'Hydro-Manitoba. Hydro-Manitoba produit principalement de l'hydroélectricité. Ses tarifs sont donc parmi les plus bas du Canada. En 1997, Hydro-Manitoba a ouvert son réseau de transport à la concurrence de gros, ce qui lui a permis de devenir membre du Mid-Continent Area Power Pool et d'augmenter ses exportations aux États-Unis. En adoptant une stratégie de convergence via l'achat de Centra Gas, elle a renforcé ses activités dans la province et peut ainsi distribuer du gaz aux clients manitobains.

Hydro-Manitoba doit présenter une demande à la Régie des services publics, organisme de réglementation indépendant représentant les consommateurs manitobains, si elle envisage de changer ses tarifs. Des audiences publiques sont organisées de façon à ce que le public puisse examiner en détail la demande tarifaire de la compagnie. Il faut obtenir l'approbation de la Régie pour que les nouveaux tarifs entrent en vigueur.

Ontario

À cause des tarifs relativement élevés découlant principalement d'investissements importants dans le domaine nucléaire, la déréglementation du marché ontarien a pris de l'envergure au cours des quatre dernières années. En 1996, le rapport du comité consultatif Macdonald a établi que l'Ontario pourrait profiter, tant du point de vue financier [illegible]nomique, de la concurrence dans le secteur de l'électricité. À l'automn[illegible]1997, le gouvernement a publié un livre blanc définissant le cadre du passage à un marché concurrentiel et à la liberté de choix des consommateurs.

Les recommandations du livre blanc étaient les suivantes :

- accès complet aux marchés de détail et de gros pour 2000 ;
- réorganisation d'Ontario Hydro, qui devient une compagnie de production (« OPG ») et une compagnie de transport/distribution (« OHSC ») le 1er avril 1999 ;
- création d'un opérateur indépendant du réseau (« IMO ») (combinaison d'un exploitant et d'une bourse de l'électricité) pour exploiter le réseau de transport et créer un marché au comptant ainsi que pour coordonner les transactions physiques bilatérales ;
- séparer les activités monopolistiques existantes de distribution des activités commerciales dans tout le secteur de l'électricité ;

- renforcer les pouvoirs de la Commission de l'énergie de l'Ontario ;
- établir des règles du jeu équitables en matière de fiscalité et de réglementation.

Ces changements ont été promulgués dans le cadre de la loi sur la concurrence dans le domaine de l'énergie (*Energy Competition Act*) de 1998.

Le gouvernement a également l'intention d'éliminer son rôle de garant de la dette, les nouvelles sociétés commerciales étant responsables des besoins de financement supplémentaires.

Avant la déréglementation du marché, Ontario Hydro avait le monopole des ventes de gros d'électricité à environ 300 réseaux municipaux de distribution. Ces derniers détenaient également ce monopole dans la collectivité, fournissant l'électricité aux clients industriels et résidentiels à des tarifs réglementés. Dans le cadre de la déréglementation du secteur, les réseaux municipaux de distribution devront se constituer en entreprise en vertu de la loi sur les sociétés commerciales de l'Ontario (*Ontario Business Corporations Act*) et, pour novembre 2000, fonctionner comme des sociétés commerciales. Cette décision exige que l'on sépare la composante distribution (réseaux) de la fonction vente d'électricité (détail). Le réseau de distribution restera réglementé, tandis que la fonction détail sera ouverte à la concurrence. On s'attend donc à ce qu'il y ait de nombreux regroupements au fur et à mesure que les réseaux municipaux de distribution évalueront leurs stratégies en fonction du nouveau marché. En outre, ces derniers devraient intéresser les sociétés de distribution de gaz (p. ex., Union Gas and Enbridge Consumers Gas) qui ont adopté une stratégie de convergence.[3]

En se fondant sur la structure et les règles du marché élaborées par le comité de conception du marché (*Market Design Committee*), organisme créé par le gouvernement provincial pour examiner et définir la réglementation du nouveau marché, la compagnie de production (OPG), selon le rapport final du comité du 29 janvier 1999, devra abandonner le contrôle d'une grande partie de ses actifs produisant de l'électricité en Ontario :

- dans les 42 mois suivant l'ouverture du réseau de transport ontarien (accès ouvert), 4 000 MW devront être libérés ;
- OPG devra ramener son contrôle de la capacité totale de production de palier 1 (nucléaire et hydraulique) et de palier 2 à 35 % ou moins dans les 10 ans suivant l'ouverture du marché.

La dette « non récupérable » (*stranded debt*) d'Ontario Hydro sera remboursée par des revenus réservés à cet effet, provenant d'OPG, d'OHSC et des réseaux municipaux de distribution. La restructuration du capital d'OHSC et d'OPG a permis de classer une partie de la dette dans la catégorie « non récupérable » et l'autre dans la catégorie « non-récupérable résiduelle » (*residual stranded debt*). La

[3] *Convergence: phénomène par lequel des industries ou des marchés jusqu'alors séparés et distincts (électricité et gaz par exemple) s'associent dans le but de créer une synergie et d'assurer la prestation de services de façon intégrée et efficace.*

dette non récupérable résiduelle devrait être remboursée à l'aide des frais de transition à la concurrence (*Competition Transition Charge*).

En août 1999, la Commission de l'énergie de l'Ontario a publié un guide préliminaire sur la tarification de la distribution d'électricité, où figurent les directives proposées pour élaborer et administrer la réglementation reposant sur la performance (PBR) en Ontario. Ce document décrit le cadre réglementaire ainsi que les mesures d'incitation destinées aux services publics afin d'améliorer leur efficacité et d'innover pour faire baisser les tarifs et éventuellement améliorer les bénéfices au profit des actionnaires. Avec ce mode de réglementation selon la performance, on établit essentiellement une distinction entre les coûts du service public et le prix demandé pour les services. Le prix étant déterminé à l'aide d'une formule, si le service public peut réduire ses coûts d'un montant supérieur à celui prédéterminé par la formule réglementaire, il peut bénéficier des économies de coûts sous forme d'une augmentation des bénéfices d'exploitation. Cette réglementation permet d'ajouter un nouvel élément concurrentiel au secteur, car les sociétés qui feront preuve de plus d'efficacité dans la prestation de services seront les plus rentables et réussiront le mieux.

En septembre 1999, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a publié des directives préliminaires pour les demandes de fusion, d'acquisition, de regroupement et de désinvestissement dans le secteur de l'électricité, en demandant à tous les intéressés de présenter leurs observations pour le 8 octobre 1999. Ce document veut faire preuve de souplesse envers les nouveaux projets dans le domaine de l'électricité et devrait faire l'objet d'améliorations. La CEO propose d'évaluer les transactions en fonction de leur degré de complexité en partant des transactions moins complexes, par exemple les restructurations de sociétés, jusqu'aux plus complexes, à savoir les acquisitions verticales. Chaque transaction serait évaluée selon ses répercussions sur le marché et sa conformité avec les lois, avant d'être analysée pour savoir si elle respecte les règles de pratiques et de procédures. Par exemple, si une transaction proposée devait provoquer un changement de contrôle, les demandeurs devraient démontrer à la Commission les répercussions sur la concurrence, l'accès à conditions égales au réseau de transport et de distribution, l'intérêt des consommateurs, l'efficience économique, la viabilité financière et le respect des politiques environnementales.

Les directives suivantes sont notamment proposées :

- octroi de nouveaux permis à une nouvelle société créée par le regroupement d'un distributeur et d'une autre société ;
- le plafond de participation serait limité à 20 % des actions d'une société de transport ou de distribution sans actifs de production, à moins d'approbation de la CEO ;
- il faudra avertir la CEO et obtenir son approbation pour les transactions portant sur l'intégration verticale ;
- il faudra obtenir l'approbation de la CEO pour la vente, la location ou la liquidation d'actifs d'un réseau de transport ou de distribution.

Nouveau-Brunswick

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick examine à l'heure actuelle les solutions dont il dispose pour entreprendre une réforme du marché de l'électricité ainsi que l'avenir de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick qui détient le monopole dans ce secteur. Il existe plusieurs rapports gouvernementaux traitant de cette question, mais il n'existe pas à ce sujet des mesures officielles qui ont été prises ou de politiques émises. En février 1998, le gouvernement a créé une commission d'étude afin d'entreprendre des consultations avec les groupes intéressés, à la suite de la publication du document de travail du gouvernement intitulé « Electricity in New Brunswick Beyond 2000 ». La commission a produit en juillet 1998 le rapport Hay-Savoie, « Electricity in New Brunswick and Options for its Future », dont la conclusion était qu'on ne pourrait maintenir le statu quo au cours des prochaines années. Le rapport a également analysé en détail les questions relatives à la déréglementation du secteur de l'électricité ainsi que les avantages et les inconvénients des options disponibles. À la fin de 1998, on a créé une nouvelle commission d'étude pour examiner l'avenir du service public d'électricité dans la province et évaluer les retombées de l'arrivée du gaz naturel sur le marché. Cette commission d'étude a utilisé comme point de départ les deux rapports indiqués précédemment. Dans un rapport publié en mai 1999, la commission a recommandé au gouvernement d'adopter une politique de transition dirigée et de structurer trois sociétés d'État (production, transport et distribution). Elle a également recommandé la mise sur pied d'un nouvel organisme de réglementation pour augmenter l'efficacité de l'exploitation à l'aide d'une tarification basée sur la performance et rendre compatible la réglementation du secteur de l'électricité avec celle du gaz. Les recommandations prévoient une période de transition de cinq ans afin d'optimiser les avantages et de diminuer les possibilités que surgissent des problèmes imprévus. Pour faciliter l'implantation, la commission d'étude a recommandé la création d'un groupe composé des intéressés, qui élaborerait le cadre détaillé de la politique et donnerait naissance à une proposition de politique générale. L'approvisionnement en gaz en provenance de l'Île de Sable pourrait créer une nouvelle source de combustible pour la production d'électricité au Nouveau-Brunswick. À la suite d'un appel d'offres, le gouvernement a octroyé à Enbridge Inc. une concession de 20 ans renouvelable pour mettre au point un réseau de distribution du gaz naturel.

Nouvelle-Écosse

La Nouvelle-Écosse a privatisé en 1992 sa compagnie d'électricité qui appartenait à l'État. NS Power Holdings est désormais une société ouverte réglementée qui appartient à ses actionnaires. NS Power Holdings vend sa production à sept services publics de Nouvelle-Écosse. D'un point de vue technique, cette structure permet à des services publics plus petits de se livrer concurrence pour augmenter leur clientèle. Toutefois, puisqu'elles achètent l'électricité au même fournisseur, elles ne peuvent vraiment se livrer concurrence à l'heure actuelle. La stratégie de convergence faisant appel au gaz, c'est-à-dire l'approvisionnement en gaz en provenance de l'Île de Sable, offre éventuellement une solution de remplacement aux centrales à charbon.

Île-du-Prince-Édouard

Maritime Electric, une filiale en propriété exclusive de Fortis Inc., produit et fournit l'electricité aux clients de l'Île-du-Prince-Édouard. Maritime Electric est régie par les dispositions de la loi (Maritime Electric Company Limited Regulation Act) qui octroie à Maritime Electric le monopole de ventes de l'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard. Les tarifs d'électricité et des services connexes dans l'Î.-P.-É. ne peuvent dépasser 110 % des tarifs de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick pour des services comparables dans cette province. La plupart de l'électricité fournie par Maritime Electric aux clients de l'Î.-P.-É. est achetée à la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick et est livrée sur l'île par l'intermédiaire de deux câbles de transport sous-marins passant sous le détroit de Northumberland. L'électricité est distribuée aux consommateurs de l'Î.-P.-É. par l'intermédiaire d'un réseau de 5 000 kilomètres. Maritime Electric possède et exploite deux centrales électriques sur l'île. La centrale de Charlottetown située sur les quais dispose de six installations à combustible fossile dont la capacité combinée est de 65 000 kilowatts. Le centrale de Borden située à Borden-Carleton a deux installations à moteur diesel dont la capacité combinée est de 38 500 kilowatts. Ces centrales sont mises en attente et ne fonctionnent qu'en cas d'interruption de la fourniture d'électricité en provenance de l'extérieur de l'île.

Terre-Neuve et Labrador

Le gouvernement et le secteur privé fournissent l'électricité à la clientèle de Terre-Neuve et du Labrador. Newfoundland Power, une filiale de Fortis Inc., offre ses services à environ 170 000 clients. Elle produit une petite partie de l'électricité, mais en achète 90 % à Newfoundland and Labrador Hydro, qui appartient au gouvernement.

Newfoundland and Labrador Hydro est la société mère du groupe de sociétés comprenant Newfoundland and Labrador Hydro, Churchill Falls Corporation Limited, Lower Churchill Development Corporation Limited, Gull Island Power Company Limited et Twin Falls Power Corporation Limited.

5.1.2 États-Unis

Aux États-Unis, le secteur électrique est extrêmement diversifié et fragmenté si on le compare à celui du Québec. Il y a environ 200 entreprises privées de services publics (investor-owned utilities – « IOU »), 900 coopératives d'électricité, 2000 systèmes publics et cinq grands systèmes régionaux appartenant au gouvernement fédéral. Ces services publics très diversifiés sont installés dans neuf zones régionales de fiabilité qui forment le système de l'Est, le système de l'Ouest et le système du Texas. Les IOU ont traditionnellement une structure intégrée verticalement (production, transport et distribution) semblable à celle d'Hydro-Québec, tandis que les autres services publics sont, en général, surtout axés sur la distribution ou sur la production et le transport.

Dans le passé, les IOU possédaient presque 80 % de la capacité de production totale et environ 80 % de l'ensemble des réseaux de transport. Au début des années 1990, les producteurs sans vocation de service public ou les producteurs indépendants produisaient environ 8 % de l'électricité. Jusqu'à maintenant, la restructuration et la déréglementation entreprises aux États-Unis ont presque exclusivement visé les IOU, qui sont assujettis à la réglementation économique de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au niveau fédéral, et à celle des Public Utility Commissions (PUC), au niveau de chaque État.

Le gouvernement fédéral américain a assumé un rôle prépondérant dans la déréglementation du secteur électrique et l'ouverture du marché de gros à la concurrence, à peu près comme il l'avait fait lors de la déréglementation des secteurs du gaz naturel et des télécommunications. Le Congrès a voté la *Energy Policy Act* (loi sur la politique énergétique) de 1992 afin de faciliter cette concurrence et la FERC a adopté une réglementation imposante pour mettre la loi en application. D'autre part, comme les États assument des responsabilités importantes en matière de réglementation des IOU, la déréglementation du secteur électrique s'est produite en grande partie au niveau de chaque État. Dans certains États, les législatures ont voté des lois de déréglementation propres à l'État, tandis que dans d'autres, les Public Utility Commissions ont adopté des règlements de déréglementation visant les services publics d'électricité locaux. Différentes approches ont donc été favorisées.

Gouvernement fédéral américain

La première initiative du gouvernement fédéral visant à accroître le nombre d'intervenants au sein de la production d'électricité a eu lieu dans le cadre de la *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA – loi sur les politiques de réglementation des services publics) de 1978, qui faisait partie des mesures prises au niveau national en réponse à la crise du pétrole des années 1970. La PURPA a joué un rôle important, car elle a forcé les IOU à acheter l'électricité produite par les producteurs indépendants qui remplissaient les critères spécifiés par la FERC. Durant les années 1980 et au début de la décennie 1990, les producteurs indépendants ont accru progressivement leur part de marché, atteignant environ 50 % des nouvelles installations de production en une année donnée. La solution de rechange que les producteurs indépendants offraient à la construction de nouvelles centrales électriques appartenant aux IOU a également donné naissance aux controverses opposant l'achat d'électricité aux nouvelles constructions auprès des PUC ainsi qu'à l'imposition d'appels d'offres aux IOU par les PUC. L'effet net de la PURPA a été d'ouvrir graduellement la production d'électricité à la concurrence, de donner naissance à un secteur indépendant vigoureux et d'instaurer un processus de séparation des fonctions intégrées verticalement, au moins en ce qui concerne la production des nouveaux producteurs indépendants.

Le gouvernement fédéral a pris d'autres dispositions plus vigoureuses en promulguant la *Energy Policy Act* (loi sur la politique énergétique) de 1992 afin d'insuffler une concurrence plus dynamique dans le domaine de la production d'électricité et de créer un marché de gros national pour les ventes d'électricité.

Cette loi a fourni d'autres appuis légaux aux producteurs indépendants, permettant à ceux-ci de construire et d'exploiter leurs installations de manière indépendante et de vendre sans restriction leur électricité sur le marché de gros. Elle a également élargi les pouvoirs de la FERC pour que celle-ci puisse obliger les IOU à fournir des services de transport aux producteurs indépendants et aux autres services publics, afin de créer un accès non discriminatoire aux acheteurs de gros. La FERC a également été autorisée à délivrer des permis aux négociants en électricité pour que ceux-ci puissent conclure de nouvelles affaires dans le domaine de la commercialisation et de la négociation de l'énergie de gros, sans avoir à respecter une réglementation à l'instar des services publics. L'ensemble de ces nouveaux pouvoirs et des dispositions connexes de la loi mises en application par la FERC depuis 1992 a jeté les fondements de la déréglementation du secteur dans les années qui ont suivi.

En 1996, la FERC a promulgué les ordonnances 888 et 889, qui définissaient le cadre juridique nécessaire à la création de marchés de l'électricité de gros concurrentiels à l'échelle du pays. L'objectif des ordonnances était de s'assurer que les clients bénéficient des avantages d'une production dont les prix seraient déterminés par les lois du marché. Les ordonnances forçaient les IOU à séparer fonctionnellement les services de transport pour le marché de gros et à les mettre à la disposition de tous les concurrents sans discrimination, en imposant des tarifs distincts pour la production, le transport et les services auxiliaires. Chaque IOU devait mettre sur pied un réseau d'information électronique afin de fournir des informations ouvertes et à jour sur les services de transport, pour les besoins de l'achat et de la vente d'électricité. Les ordonnances contenaient également des directives concernant la création de sociétés de gestion indépendantes des réseaux de transport appartenant aux IOU. Ces directives constituaient une mesure de plus pour institutionnaliser l'accès non discriminatoire à des services de transport afin de soutenir les achats et les ventes d'électricité sur les marchés de gros naissants.

Les ordonnances 888 et 889 ont contribué de manière importante à l'augmentation de la concurrence. D'autre part, la FERC s'est abstenue d'exiger des IOU qu'ils se dessaisissent de leurs centrales ou qu'ils scindent complètement leurs réseaux de transport, à cause de divers facteurs liés à la loi et aux politiques en vigueur. De nos jours, on trouve des gestionnaires indépendants de réseau en Californie (État qui a également créé une bourse de l'électricité concurrentielle), dans la région des États du centre du littoral de l'Atlantique, en Nouvelle-Angleterre, dans l'État de New York et au Texas, c'est-à-dire dans les régions où les IOU avaient déjà formé des pools d'électricité afin de faciliter la gestion économique et la fiabilité des réseaux régionaux, mais sans susciter de concurrence. Les autres éléments des ordonnances ainsi que les mesures prises à la même époque par divers États dans le cadre des lois sur la séparation ont contribué à maintenir un niveau élevé de concurrence sur les marché régionaux de gros dans l'ensemble du pays.

Plus récemment, en décembre 1999, la FERC a promulgué l'ordonnance 2000, qui encourage les IOU, sur une base volontaire, à séparer fonctionnellement leurs réseaux de transport entre des gestionnaires indépendants ou des sociétés de

transport distinctes. Cette ordonnance vise à faciliter davantage l'émergence de marchés de gros régionaux par la création d'organismes de transport régionaux (RTO) dans tout le pays, afin de favoriser une concurrence de gros plus forte en séparant complètement la production du transport de l'électricité. La FERC a donné environ un an aux IOU pour prendre les dispositions nécessaires afin de lier leurs réseaux de transport à des RTO, comme l'ordonnance les encourage à le faire, et a réservé sa décision de contraindre les IOU à prendre de telles mesures s'ils ne s'en chargeaient pas eux-mêmes d'ici à 2002. On s'attend à ce que la majorité des IOU respecte le délai spécifié et associent volontairement leurs réseaux de transport à un RTO, que celui-ci prenne la forme d'un gestionnaire indépendant de réseau ou d'une société de transport distincte. Ce résultat aurait pour effet d'augmenter le champ d'activité, l'importance et la profondeur du marché de gros concurrentiel au cours des prochaines années.

Il convient de noter que les efforts susmentionnés du gouvernement fédéral sont en grande partie responsables de la croissance spectaculaire des ventes effectuées en régime de concurrence sur le marché de l'électricité de gros. On compte aujourd'hui plusieurs centaines de détenteurs de permis de commercialisation de la FERC et des centaines de centrales électriques appartenant à des producteurs indépendants en vertu de la loi 1992. En outre, d'importantes innovations commerciales stimulant la concurrence de gros ont vu le jour. Par exemple, des contrats à terme de livraison d'électricité en un lieu déterminé sont maintenant négociés à la New York Mercantile Exchange ainsi qu'à d'autres bourses de marchandises et bourses régionales. Les participants au marché ont également mis au point toute une série de nouvelles méthodes contractuelles à court et à long terme sur le marché au comptant ainsi que de nouvelles modalités financières, par exemple des options.

Plus précisément, la FERC a délivré des permis à près de 300 négociants d'électricité et les ventes de ces derniers sont passées d'environ deux millions d'unités au début de 1995 à 400 millions d'unités au début de 1999. Plus d'une centaine de négociants autorisés sont affiliés à un IOU, les autres appartenant à des entreprises très diverses dans les secteurs de l'énergie, des services financiers, de l'industrie, de détail et de la technologie, y compris un nombre substantiel de sociétés étrangères. De plus, 300 autres entités ont été autorisées à commercialiser de l'électricité à des prix concurrentiels plutôt que conformément à des tarifs réglementés.

États américains

Suivant l'exemple donné par la Californie en 1994, les États ont examiné avec attention les possibilités d'ouvrir à la concurrence, dans leurs champs de réglementation, les services de détail fournis par les IOU jouissant d'une concession monopolistique du type de celle décrite au chapitre 4. Ces démarches faisaient suite à des efforts semblables entrepris auprès des secteurs réglementés du gaz naturel et des télécommunications à la fin des années 1980 et au début des années 1990 dans l'ensemble des États-Unis, efforts qui résultaient des nouvelles politiques fédérales adoptées à l'époque concernant les marchés inter-États du gaz naturel et des télécommunications. Les initiatives des États s'expliquent également par l'existence de grandes variations des prix de l'électricité à l'échelle du pays, dans le cadre réglementaire traditionnel, et par une campagne vigoureuse des clients industriels en faveur d'une baisse des tarifs pour maintenir leur position concurrentielle, conjuguée aux pressions exercées notamment par des producteurs indépendants et des entreprises de commercialisation pour ouvrir le marché de détail à la concurrence, comme cela se produisait dans d'autres pays.

Au milieu des années 1990, les prix de l'électricité variaient fortement d'un endroit à un autre aux États-Unis. Par exemple, les prix en Californie, en Nouvelle-Angleterre, au New Jersey et dans l'État de New York se maintenaient dans la fourchette de 9 à 12 cents É.-U.. Au même moment, la région du Nord-Ouest du Pacifique, alimentée en partie par le réseau hydroélectrique fédéral géré par la Bonneville Power Administration, et la vallée du Tennessee, approvisionnée en électricité par la société Tennessee Valley Autority appartenant à l'État fédéral, payaient de 3 à 5 cents É.-U.. Le reste du pays dépendait principalement des IOU, dont les prix variaient de 5 à 7 cents É.-U. et atteignaient même de 7 à 9 cents É.-U. dans plusieurs États. Au début de la période de déréglementation, les États à prix élevés exerçaient donc des pressions économiques et politiques très fortes en faveur de mesures visant à contrer la disparité des prix.

Dans ces circonstances, il ne faut pas se surprendre que les États situés à l'extrémité supérieure du spectre tarifaire soient ceux qui aient cherché avec le plus d'énergie à introduire la concurrence dans les services de détail. On constate en fait parmi les États une corrélation raisonnablement forte entre l'existence de prix élevés et la recherche d'une déréglementation en vue de l'établissement d'un marché concurrentiel. À titre de comparaison, très peu d'États à faibles tarifs ont pris des mesures immédiates à cet égard dans les années 1990. Ceux d'entre eux qui l'ont fait réagissaient le plus souvent aux pressions des clients industriels ou des entreprises de commercialisation concurrentielles, qui souhaitaient une plus grande souplesse dans la méthode d'établissement des prix et la fourniture d'électricité - comme si l'électricité constituait une marchandise –, plutôt qu'une baisse générale des prix, étant donné que le barème de tarification était déjà relativement avantageux.

En conséquence, plusieurs législatures d'État et PUC ont entrepris, depuis 1994, d'étudier les options possibles pour ouvrir le marché de détail à la concurrence,

d'établir des programmes pilotes et de mettre en œuvre une politique de déréglementation complète comportant des programmes d'accès au marché de détail pour toutes les catégories de clients. Jusqu'à maintenant, 21 États ont promulgué des lois restructurant le secteur électrique à l'échelle de l'État et trois États ont émis des ordonnances réglementaires visant une restructuration en profondeur. Vingt-six autres États ont une loi sur la déréglementation à l'échelle de l'État ou des ordonnances réglementaires en cours d'adoption, ou sont en train de réaliser une étude à ce sujet. Quinze États ont mis sur pied des programmes complets ou pilotes qui offrent un choix de fournisseurs à au moins une partie des clients de détail. En outre, huit autres États ont instauré des programmes pour donner une liberté de choix aux clients de détail à compter d'une certaine date.

Grâce aux lois et aux ordonnances réglementaires déjà promulguées dans ces 24 États, 70 % de la population des États-Unis habitent aujourd'hui dans un État où une certaine forme de concurrence existe. De plus, environ 45 % de la population américaine vivra dans un État où le marché de détail sera ouvert à la concurrence d'ici à la fin de 2002. Ce chiffre pourrait augmenter si d'autres États prenaient des mesures législatives ou réglementaires semblables en l'an 2000. On peut donc conclure avec justesse que l'élargissement de la concurrence sur les marchés de gros amorcé par les politique fédérales dans les années 1990 trouve son pendant au niveau des États dans le rythme imposé à la déréglementation et à l'ouverture des marchés de détail à la concurrence, à la fin des années 1990 et au début de la présente décennie.

Comme on l'a vu au chapitre 4.2, la plupart des États, en particulier les États à prix élevés qui ont promulgué des lois ou des ordonnances visant la déréglementation, ont prévu une réduction des tarifs payés par les clients résidentiels pour une période de plusieurs années. Cette mesure était généralement fondée sur la conclusion que les clients industriels seraient capables de réduire leurs propres tarifs en exerçant leur liberté de choix dans le nouvel environnement concurrentiel (bien qu'un petit nombre d'États aient également autorisé une réduction expresse des tarifs industriels), tandis que la majorité des clients résidentiels n'auraient pas ce recours dans les premières années de la déréglementation. Les réductions tarifaires autorisées pour les clients résidentiels varient d'un État à un autre, mais elles sont habituellement de 5 % à 10 %. Dans certains États, elles sont introduites progressivement et dans d'autres, elles sont suivies d'un gel des tarifs pour un certain temps.

La plupart des États ont adopté d'autres mesures spéciales pour avantager ou protéger les clients résidentiels dans le nouveau contexte concurrentiel. Par exemple, on a défini des exigences et la manière d'établir les prix en ce qui concerne la « fourniture par défaut », afin de s'assurer que les clients résidentiels bénéficient d'un approvisionnement sûr et fiable à un tarif raisonnable (c.-à-d. peu élevé) indépendamment du fonctionnement du marché de détail concurrentiel, s'ils décidaient de ne pas exercer leur droit de choisir leur propre fournisseur. De plus, la majorité des États, que leurs prix soient élevés ou non, ont adopté des politiques de protection des consommateurs afin d'empêcher les pratiques de commercialisation

abusives dont on a été témoin dans d'autres secteurs comme les services téléphoniques interurbains.

L'adoption des réductions tarifaires par les décideurs et les responsables de la réglementation, les exigences ainsi que les prix associés à la fourniture par défaut et les politiques de protection des consommateurs définies dans le cadre des lois et des ordonnances sur la déréglementation des différents États illustrent les efforts concertés visant à établir un équilibre juste et équitable entre, d'une part, les avantages du marché concurrentiel naissant pour les clients industriels et, d'autre part, la nécessité de s'assurer que les clients résidentiels reçoivent une part des bénéfices de la restructuration et soient à l'abri des difficultés et des risques que la libre concurrence est susceptible de comporter. Dans cette perspective, ces États ont créé un précédent important en ce qui concerne les politiques publiques encadrant l'ouverture du marché à la concurrence et la déréglementation du secteur des services publics d'électricité. Ce précédent s'appuie sur l'expérience antérieure des décideurs et des organismes de réglementation durant la déréglementation des secteurs du gaz naturel et des télécommunications visant à créer un marché concurrentiel aux États-Unis ainsi que sur un examen critique de la déréglementation des services publics d'électricité dans d'autres pays du monde.

Un autre élément crucial du processus de déréglementation propre à chaque État est la forte incitation ou l'obligation qu'ont eue les IOU de se défaire de leur centrales électriques. Au cours des trois dernières années, les IOU américains ont vendu une capacité de production totale de 60 000 MW (environ le double de la capacité installée d'Hydro-Québec) dans le cadre d'enchères publiques. On a de plus annoncé la vente aux enchères d'une capacité additionnelle de 30 000 MW, ce qui portera à 90 000 MW la capacité des centrales vendues d'ici à la fin de l'an 2000. Ce chiffre correspond à environ 10 % de la capacité de production totale d'électricité des États-Unis.

Comme souligné, la cession des centrales électriques a été fortement encouragée ou imposée par les lois sur la déréglementation ou les ordonnances des PUC dans nombre d'États, dans le cadre des plans généraux de restructuration. Le plus souvent, les États ont exigé une telle mesure alors qu'ils tentaient de résoudre les problèmes soulevés par les investissements non compétitifs dans les centrales électriques et par l'existence de monopoles dans le contexte de l'ouverture du marché à la concurrence. Plus récemment, certains IOU ont décidé de vendre leurs centrales afin de quitter le domaine de la production d'électricité, dont le profil de risque se rapproche maintenant davantage de celui du commerce des marchandises (commodités). Ces services publics ont conclu qu'ils ne possédaient pas la taille, l'envergure ou les compétences nécessaires pour prospérer sur ce genre de marché et ont adopté des stratégies axées sur le transport, la distribution et les services énergétiques pour les clients de détail. Ce phénomène a également incité pour la première fois des IOU, en 1999, à vendre des centrales nucléaires à d'autres IOU spécialisées dans le nucléaire ou à des entreprises d'énergie nucléaire, tendance qui devrait s'accélérer durant la prochaine décennie.

Les politiques conjointes du gouvernement fédéral et des États américains pour ouvrir les secteurs de l'électricité et du gaz naturel à la concurrence aux États-Unis ont généré des pressions croissantes en faveur d'une consolidation dans les années 1990. Les fusions de services publics d'électricité avec d'autres services publics d'électricité, des sociétés d'exploitation de pipelines de gaz naturel inter-États, des distributeurs de gaz naturel, des producteurs indépendants et des entreprises de commercialisation de l'électricité et du gaz naturel se sont succédé à un rythme sans précédent. Depuis la promulgation des ordonnances 888 et 889 en 1996, plus de 40 fusions de ce genre ont été soumises à l'approbation du gouvernement fédéral. En 1999, on comptait en moyenne par semaine au moins une annonce de fusion d'un service public d'électricité et d'une des entreprises susmentionnées. La majorité des spécialistes du secteur électrique américain prédisent que, d'ici 3 à 5 ans, ce mouvement de consolidation donnera naissance à un groupe de sociétés de production d'électricité dominantes sur le plan régional – éventuellement intégrées verticalement –, à un groupe d'entreprises de distribution de très grande taille et à un groupe de sociétés de commercialisation et de services énergétiques d'envergure nationale.

Au cours de la prochaine décennie, la restructuration générale du secteur des services publics d'électricité aux États-Unis aura de plus en plus pour effet de remplacer méthodiquement l'intégration verticale qui caractérisait presque toutes les IOU vers 1995 par une séparation fonctionnelle du secteur. Présentement, la vaste majorité des centrales électriques sont toujours la propriété d'IOU verticalement intégrés et la vaste majorité des clients sont encore alimentés par des IOU verticalement intégrés. Toutefois, étant donné la venue des RTO dans le domaine du transport, la liberté de choix de plus en plus répandue parmi les consommateurs de détail et la division croissante de la capacité de production en entités distinctes, la tendance sera à une séparation fonctionnelle du secteur d'ici la fin de la décennie. Nombre d'IOU de grande taille verticalement intégrés demeurent encore aujourd'hui des concurrents majeurs sur les marchés de gros de l'électricité et d'importants fournisseurs pour les clients de détail, mais ils sont néanmoins soumis à des pressions considérables, compte tenu du processus de déréglementation qui est maintenant bien amorcé.

5.2 Tendances et événements récents à l'extérieur des États-Unis susceptibles d'intéresser le Québec dans le domaine de la restructuration de la production d'électricité

Au cours de la dernière décennie, un certain nombre de pays ont restructuré leur secteur électrique. Plusieurs d'entre eux ont également réduit considérablement le rôle de l'État dans la propriété et la gestion des entreprises d'électricité. L'Argentine, l'Australie et le Royaume-Uni font partie des pays qui ont mis en œuvre les plans de restructuration les plus ambitieux et sont ceux qui ont réduit le plus substantiellement le rôle du gouvernement, au niveau des États comme au niveau national.

En Argentine, en Australie et au Royaume-Uni, la réforme du secteur électrique conjugue différentes mesures, notamment :

- séparation fonctionnelle des éléments d'actif
- création de pools d'électricité
- création de gestionnaires indépendants des réseaux de transport
- privatisation de la capacité de production par la vente ou des enchères publiques
- déréglementation de la production d'électricité et mise en application d'une forme de réglementation plus limitée dans les domaines où la réglementation est maintenue
- adoption de la réglementation par prix plafonds et abandon de la réglementation par le taux de rendement
- instauration d'un marché concurrentiel de la production
- séparation de la fonction « gestion des lignes » et de la fonction « commercialisation » au sein de la distribution
- ouverture graduelle de la commercialisation de l'électricité à la concurrence
- ouverture du marché interne de l'électricité aux investissements étrangers
- détermination du degré de recouvrement des coûts non compétitifs (stranded costs).

En ce qui a trait aux questions entourant la restructuration du secteur, les pools concurrentiels, la privatisation, la déréglementation et les coûts non compétitifs, la réforme entreprise dans chacun de ces trois pays constitue une expérience unique. Les similitudes sont cependant plus nombreuses que les différences, en particulier dans le cas de l'Australie et de la Grande-Bretagne. Dans les trois pays, la réforme du secteur électrique a donné une ouverture plus grande aux investissements étrangers.

En Argentine, en Australie et au Royaume-Uni, la déréglementation et la privatisation de l'électricité se sont déroulées dans un contexte de restructuration et de privatisation générales à la grandeur de l'économie. Dans les trois pays, l'un des principaux objectifs de la réforme était d'abaisser les coûts de l'électricité au bénéfice des consommateurs, en suscitant une plus grande efficience au sein du secteur. Cette réduction des coûts devait également permettre d'accroître l'efficacité de l'économie dans son ensemble. Un autre motif majeur était le désir d'augmenter les revenus du Trésor afin de réduire les emprunts publics. En Argentine, la réforme et la privatisation étaient également motivées par la nécessité d'obtenir

les capitaux dont le pays avait grand besoin pour améliorer et développer son infrastructure électrique.

La restructuration a pris la forme d'une séparation de toutes les fonctions du secteur électrique en domaines d'activité distinctes (c.-à-d., production, transport, distribution et commercialisation) confiés à de nouvelles organisations. Au Royaume-Uni, le principal propriétaire et gestionnaire au sein du secteur électrique avant la déréglementation était le gouvernement central. En Australie, par comparaison, la restructuration au niveau des États a précédé de loin les réformes à l'échelle nationale et a été prédominante. L'Argentine se distingue également des deux autres en ce que la restructuration a provoqué une consolidation à grande échelle des activités liées à l'électricité.

Au Royaume-Uni, la réforme du secteur électrique a consisté initialement à restructurer (séparer) complètement le secteur en domaines fonctionnels : la production, le transport, la distribution et la commercialisation sont toutes devenues des activités distinctes. Avant la privatisation, le Royaume-Uni a créé deux grandes sociétés de production d'électricité, une société de transport nationale et douze entreprises régionales de commercialisation. Un nouveau secteur de commercialisation devait faire son apparition, les ventes, le courtage et la facturation devenant des fonctions séparées. Par sa déréglementation, toutefois, le Royaume-Uni a créé un secteur qui, dès le départ, a été dominé par deux grandes sociétés de production, dont la part de marché prédominante – et le rôle prépondérant au sein du pool d'électricité – ont fréquemment suscité des interrogations concernant le caractère suffisamment concurrentiel de la production.

Quoique les réformes australiennes soient fortement inspirées de l'expérience britannique, elles se distinguent notablement de plusieurs façons. L'Australie a entrepris sa réforme plusieurs années après le Royaume-Uni, au niveau des États et au niveau national. En général, les gouvernements des États ont restructuré leur secteur électrique d'une manière comparable à celle du Royaume-Uni, scindant la production, le transport, la distribution et la fourniture en différentes activités. Toutefois, bien que sa réforme soit plus récente, l'Australie semble avoir évité les débats publics semblables à ceux soulevés au Royaume-Uni en ce qui concerne le manque de concurrence dans la production d'électricité. Victoria, le deuxième État le plus populeux d'Australie –sa population n'atteint cependant pas le cinquième de celle du Royaume-Uni –, a tenté de susciter une concurrence plus vigoureuse dans le domaine de la production en y créant cinq entreprises. Différents gouvernements australiens ont également encouragé, à l'instar du Royaume-Uni, l'établissement d'une fonction de commercialisation indépendante permettant aux clients de contourner les sociétés de distribution traditionnelles.

En Argentine, comme au Royaume-Uni, la restructuration a principalement été dirigée par le gouvernement central. Le gouvernement central a séparé les activités de production des activités de transport et de distribution. La commercialisation de l'électricité n'a cependant pas donné naissance à une entreprise ou à une exploitation distincte. En raison de la dispersion des zones de concentration de population, on a dû créer plusieurs entreprises régionales de transport. Celles-ci agissent comme des embranchements reliant les régions isolées aux réseaux d'électricité principaux.

Les trois pays ont mis sur pied un pool d'électricité national. Le Royaume-Uni a été le premier à le faire, son pool étant en activité depuis 1990. Celui-ci est administré par la société de gestion du réseau national, la National Grid Company, qui est également responsable du transport de l'électricité. Le pool britannique fonctionne généralement de manière efficace, bien qu'on ait déjà exprimé des inquiétudes concernant la tendance à la volatilité des prix et les conditions inéquitables opposant les fournisseurs d'électricité (principalement deux sociétés de production maintenant privatisées, comme mentionné plus haut) et les consommateurs. Un marché secondaire, appelé marché des contrats d'écart compensatoire, a fait son apparition au Royaume-Uni. Il permet aux participants de couvrir une grande partie de leurs achats au sein du pool.

En Australie, le pool d'électricité national s'est inspiré largement du modèle britannique, à quelques exceptions notables près. La création de l'Australian National Pool est plutôt récente, le pool ayant débuté ses activités en mai 1997. (Avant que cet organisme ne soit créé, les gouvernements de deux ou trois États australiens avaient déjà mis sur pied leur propre pool depuis plusieurs années.) Le pool national est administré par une société de gestion indépendante de réseau appartenant à l'État, la National Electricity Market Management Company, qui ne s'occupe d'aucune activité de transport. Comme au Royaume-Uni, la volatilité des prix du pool constituait une préoccupation importante, et un marché de contrats d'écart compensatoire a été mis sur pied pour gérer ce risque. Le manque de concurrence y est cependant moins prononcé, car l'offre est répartie entre un grand nombre de producteurs.

En Argentine, le pool d'électricité national s'est également inspiré du modèle britannique. Il a débuté ses activités en 1992, offrant des prix considérablement inférieurs à ceux qui étaient en vigueur sur le marché de gros avant sa création. À la différence du Royaume-Uni, aucun producteur argentin ne peut détenir plus de 10 % de la capacité de production du système. En outre, l'administration du pool est confiée à un gestionnaire indépendant.

Les gouvernements des trois pays ont employé une forme de réglementation moins envahissante que celle en vigueur dans le passé. Le Royaume-Uni a modifié de manière assez radicale deux aspects de la réglementation précédente. Le premier changement concerne la nature de l'organisme de réglementation. L'un des premiers gestes posés dans le cadre de la réforme a été la création d'un organisme national responsable de l'électricité, l'Office of Electricity Regulation (OFFER), remplacé depuis par l'Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Afin de réduire les coûts de la réglementation et de donner plus de latitude au secteur électrique dans le domaine des investissements et de l'exploitation, on a limité le nombre d'employés de l'OFFER et confié la direction de l'organisme à une seule personne (plutôt qu'à une commission). L'Argentine et l'Australie ont également mis en place des institutions semblables.

Le Royaume-Uni a adopté une nouvelle formule de prix plafonds, imité en cela par l'Argentine et l'Australie. Cette réglementation tente de limiter les coûts en fixant des prix maximums. Elle contraste fortement avec la réglementation par le taux de rendement appliquée aux États-Unis. Les prix plafonds semblent avoir stimulé l'efficience du secteur dans les trois pays, mais la question de savoir s'ils favorisent le traitement juste et équitable des consommateurs a suscité une grande controverse.

Le cadre réglementaire du secteur électrique européen est aujourd'hui en profonde mutation. En décembre 1996, l'Union européenne (UE) a publié une directive demandant à ses États membres de libéraliser leur secteur électrique. Plus particulièrement, la directive visait à constituer un marché intérieur de l'électricité grâce à une séparation des activités de production, de transport et de distribution et à l'ouverture expresse de la production à la concurrence. En outre, chaque État membre de l'UE devait ouvrir à la concurrence un pourcentage donné de son marché de l'électricité chaque année.

L'Italie a réagi à la directive de l'UE en promulguant le décret Bersani, qui est entré en vigueur le 1er avril 1999. Ce décret a amorcé la transformation du secteur électrique, son objectif étant la détermination des prix de l'énergie facturés par les producteurs dans le cadre d'un appel d'offres. Le décret vise à susciter la concurrence en libéralisant la production d'électricité par la création d'un pool et l'imposition d'une limite de 50 % à la part de la production et de l'importation d'électricité détenue par toute entreprise après le 1er janvier 2003.

En raison de la limite de 50 %, ENEL, le service public d'électricité italien, devra réduire sa part actuelle du marché, qui est de 77 % environ, en transférant le contrôle d'une capacité approximative de 15 000 MW, alors que sa capacité installée totale s'élève à 59 000 MW. Le gouvernement italien a approuvé un plan en vue de transférer la capacité de 15 000 MW à trois coentreprises distinctes de 5 000 MW constituées avec des partenaires du secteur privé, le contrôle de l'exploitation de chacune de ces coentreprises étant confié à une structure administrative indépendante. Les coentreprises doivent se faire concurrence sur le marché de gros créé par le pool national.

5.3 Discussion générale

5.3.1 Hypothèses

En vertu du mandat qu'elle a reçu du ministère des Ressources naturelles, Merrill Lynch doit proposer, comme prévu dans la Politique énergétique de 1996, différentes avenues pour déréglementer les activités des production d'électricité au Québec qui sont compatibles avec (i) les tendances et les événements récents en Amérique du Nord et (ii) le pacte social québécois relatif à l'électricité. À la lumière de notre examen de la Politique énergétique et des informations connexes, Merrill Lynch a adopté les hypothèses générales suivantes aux fin de l'analyse des différentes options:

1. Pas d'ouverture à la concurrence du marché de détail au Québec. Une telle ouverture nécessiterait qu'une étude détaillée et complète de toutes les questions pertinentes soit effectuée;
2. Hydro-Québec ne sera pas privatisée, pour un ensemble de considérations financières, commerciales, et de politiques gouvernementales.
3. Des tarifs de transport conformes à un modèle de tarification de type « timbre-poste », uniformes à l'échelle du Québec;
4. Le gouvernement conserve la possibilité de développer le potentiel hydroélectrique concurrentiel sur le plan économique et acceptable du point de vue environnemental au Québec.

L'ouverture du secteur électrique québécois à la concurrence soulève nécessairement la question de la réduction du pouvoir de marché. Comme on l'a vu au chapitre 4.2, la théorie et les politiques en matière de réglementation ont évolué au cours des dix à quinze dernières années. Les décideurs et les régulateurs en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde sont arrivés à la conclusion que la concurrence au sein de la production était une option de rechange viable et, à plusieurs égards, préférable à la réglementation basée sur les coûts de production d'un service public verticalement intégré, disposant d'un monopole. Les chapitres 3.3, 5.1 et 5.2 décrivent de façon très détaillée les différentes formules d'ouverture de la production à la concurrence qui ont déjà été adoptées dans d'autres territoires d'Amérique du Nord et du monde. La réduction de la part de marché des grands services publics existants, comme Hydro-Québec, a constitué un point de mire des réformes entreprises dans ces endroits. Par exemple, certains pays et provinces canadiennes ont imposé la cession des biens de production ou la scission de la capacité de production du service public existant en plusieurs unités concurrentielles, tandis que d'autres ont favorisé la réduction progressive du monopole. Merrill Lynch suppose que l'introduction de la concurrence exigera également la prise de mesures de réduction du pouvoir de marché d'Hydro-Québec dans le cadre des différentes options qui s'offrent au Québec.

5.3.2 Facteurs importants concernant le système d'Hydro-Québec

Le système d'Hydro-Québec possède plusieurs caractéristiques importantes dont il faut tenir compte lorsqu'on examine les différentes méthodes visant à introduire la concurrence dans la production d'électricité.

Prédominance de l'hydroélectricité

La production hydroélectrique représente plus de 90 % de la capacité installée du système de production actuel et de la valeur comptable des actifs de production. Dans la capacité installée totale de 31 468 MW, 29 200 MW sont d'origine hydroélectrique, et la valeur comptable des actifs de production hydroélectriques est de 21,2 milliards de dollars, sur un total de 23,0 milliards de dollars. Le contrat avec la Churchill Falls (Labrador) Company correspond à 5 428 MW. L'option choisie pour introduire la concurrence dans la production doit donc tenir compte de la nette prépondérance de l'hydroélectricité au sein du système d'Hydro-Québec.

Systèmes hydrauliques : exploitation intégrée

Les installations de production hydroélectriques existantes d'Hydro-Québec sont construites et exploitées sur onze bassins hydrographiques différents (Sainte-Marguerite-3 constituera le douzième).

Il est généralement préférable d'intégrer complètement l'exploitation des systèmes de ressources hydrauliques plutôt que d'exploiter des installations hydroélectriques individuelles et autonomes. L'intégration de toutes les ressources hydrauliques dans un seul système hydroélectrique présente en gros des avantages considérables. Cette approche permet par exemple à l'exploitant d'optimiser l'efficacité de l'entreprise hydroélectrique dans son ensemble en tenant compte de facteurs comme la disponibilité de l'approvisionnement en eau et les conditions atmosphériques prévues, l'emplacement géographique et les pertes électriques sur les lignes de transport, les différences de coûts de production et de prix des autres sources de fourniture d'énergie (p. ex., les marchés interconnectés), la rentabilité d'une variation de stockage et les exigences de fiabilité, la gestion des risques et les possibilités d'arbitrage, les points à considérer concernant la commercialisation et les échanges d'électricité, etc. Par conséquent, la méthode retenue pour introduire la concurrence doit être compatible avec l'intégration complète de l'exploitation des ressources hydrauliques et devrait tenir soigneusement compte de tous les effets découlant d'un maintien des avantages de l'intégration de l'ensemble du système.

Exploitations hydroélectriques

D'une année à l'autre, le plus grand risque commercial en production d'électricité par Hydro-Québec est lié aux apports hydrauliques. La gestion d'une seule centrale hydroélectrique et la quantité ainsi que le type d'énergie électrique qu'elle produit dépendent de plusieurs facteurs comme sa situation au fil de l'eau, l'accès à un réservoir de stockage et la disponibilité des apports hydrauliques, ainsi que de différentes contingences comme la pêche, la lutte contre les inondations, les fonctions récréatives, les droits issus de traités et les accord internationaux. À cet

égard, la position concurrentielle de chaque centrale ou groupe de centrales hydroélectriques à l'intérieur du système global varie considérablement et évoluera au fil du temps au fur et à mesure que diverses conditions changent (p. ex., années où le niveau de l'eau est élevé ou faible). Par conséquent, la méthode retenue pour introduire la concurrence dans la production doit tenir compte des variations qui influent sur la position concurrentielle des installations individuelles ou groupes d'installations.

Marché d'exportation

Une source majeure de revenus et de valeur pour Hydro-Québec dans le futur est son accès aux marchés d'exportation interconnectés situés au sud et à l'ouest du Québec. Hydro-Québec occupe une position majeure sur le marché de l'électricité de l'Est des États-Unis, où la concurrence de gros se développe rapidement parmi les producteurs d'électricité et où la concurrence de détail fait ses premiers pas en offrant une liberté de choix aux consommateurs dans le domaine des ressources énergétiques et des services. Hydro-Québec aura également des possibilités d'exportation plus grandes en Ontario, compte tenu de l'ouverture du marché à la concurrence prévu en l'an 2000, de l'entente visant la réduction du monopole d'Ontario Hydro et de la capacité accrue d'interconnexion avec l'Ontario. Les revenus provenant des ventes d'électricité hors du Québec (la majorité aux États-Unis) ont représenté environ 10 % des revenus totaux tirés des ventes d'électricité en 1998, soit 814 millions de dollars. La plupart des spécialistes américains prévoient que les revenus d'Hydro-Québec aux États-Unis continueront de progresser durant les années à venir, grâce au permis de commercialisation que la société a obtenu de la FERC, de ses activités de marketing actuelles dans la région de l'Est et de l'exploitation intégrée de sa capacité de stockage hydroélectrique liés aux ventes à l'exportation. Le gouvernement devrait évaluer toute option pour introduire la concurrence dans la production d'électricité au Québec à la lumière de ses répercussions, favorables ou défavorables, sur les activités futures de commercialisation d'Hydro-Québec en Ontario et aux États-Unis, la quantité ainsi que la qualité des opportunités d'exportation éventuelles (durant la période de pointe et en dehors de celle-ci) et les revenus tirés des ventes à l'exportation.

Aspects environnementaux

En raison de la dominance de la production hydroélectrique parmi la capacité installée actuelle du système d'Hydro-Québec, certaines options pour introduire la concurrence dans le marché pourraient avoir des conséquences directes sur le plan environnemental. Par exemple, si les turbines à gaz à cycle combiné à haut rendement et les autres modes de production à combustible fossile remplaçaient d'une manière notable les centrales hydroélectriques, on pourrait assister à une hausse de l'émission de divers polluants atmosphériques dans la province. Selon les types et les quantités de polluants, le gouvernement devrait mettre en vigueur différentes politiques environnementales, comme discuté dans le chapitre de la Politique énergétique de 1996 consacrée à la production d'électricité à l'aide de

combustibles fossiles. Le gouvernement devrait donc évaluer les conséquences environnementales possibles de toute option.

Fonction de transport

Hydro-Québec a initié la séparation fonctionnelle de la production, du transport et de la distribution en créant TransÉnergie, division distincte dont le tarif doit être approuvé par la Régie. L'exploitation séparée du réseau de transport par TransÉnergie est conforme aux pratiques nord-américaines en matière de fiabilité et à la nouvelle politique en vigueur aux États-Unis, qui vise la prestation de services comparables à tous les clients des réseaux de transport. Elle procure également le degré de transparence requis par ces politiques et ces pratiques.

5.4 Options possibles pour le Québec dans le contexte de la politique gouvernementale

Plusieurs options sont possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité au Québec. Dans les pages qui suivent, on trouvera une description de chacune des principales options, des commentaires qualitatifs sur celles-ci ainsi qu'une analyse de leur compatibilité, sur le plan qualitatif, avec les tendances et les événements récents en Amérique du Nord ainsi qu'avec le pacte social au Québec.

OPTION 1

Scission des installations de production d'Hydro-Québec en trois ou quatre divisions, filiales ou sociétés d'État distinctes pour la production destinée au marché interne et à l'exportation.

Description

1. Le gouvernement crée un pool d'électricité interne ou un marché concurrentiel de l'électricité où les unités de production d'Hydro-Québec se font concurrence pour approvisionner le marché québécois et réaliser des ventes à l'exportation.
2. Le nombre d'entités de production distinctes dépend de l'opinion de spécialistes dans le domaine de la réduction des monopoles et de l'expérience d'autres régions comme l'Alberta et le Royaume-Uni, le but étant de s'assurer d'un marché fonctionnellement concurrentiel au Québec.
3. Le pool fournit de l'électricité à l'unité de distribution d'Hydro-Québec et aux autres distributeurs coopératif (Coopérative Saint-Jean-Baptiste de Rouville) et municipaux .

Commentaires qualitatifs

- Pourrait instaurer en théorie une concurrence notable pour le marché interne et les ventes à l'exportation
- Soumet les engagements à l'égard des projets d'expansion à des critères commerciaux, car l'électricité produite doit être écoulée dans le cadre du pool
- Crée des conditions propices à la concurrence parmi les services auxiliaires et les services de stockage
- Optimisation globale du système grâce aux forces du marché qui agissent par l'entremise du pool
- Préserve la propriété directe du gouvernement et son contrôle des installations de production d'Hydro-Québec
- Risque de collusion des acteurs du marché dans le but d'augmenter les prix
- Hausse possible des prix si les prix du pool sont déterminés par les marchés interconnectés
- Temps et déboursés nécessaires à la création du pool pour le marché interne
- Perte d'optimisation importante résultant de la fin de l'intégration des installations de production
- Difficulté de répartir les complexes hydroélectriques entre des entités de production distinctes, notamment en ce qui concerne les questions liées à l'exploitation, aux conventions collectives et à la parité concurrentielle
- Recul possible de la position du Québec sur les marchés d'exportation
- Diminution possible de la valeur d'Hydro-Québec et détérioration éventuelle de sa situation financière

- Réalisation de grands projets hydroélectriques dans le Nord québécois plus coûteuse à cause des frais de financement plus élevés

Conformité avec les tendances et les événements récents en Amérique du Nord

- Approche semblable à celle recommandée par le comité Macdonald en Ontario en 1996, qui a été toutefois rejetée par le gouvernement en faveur de la création d'Ontario Power Generation
- Adoption de certaines caractéristiques de l'approche californienne et des pools régionaux aux États-Unis ainsi que du modèle britannique
- Favorise une concurrence notable sur le marché de gros comme voulu en Californie, au Texas, en Nouvelle-Angleterre, dans l'État de New York et dans les États du centre du littoral de l'Atlantique, sans nécessairement impliquer un accès au marché de détail et une liberté de choix pour les consommateurs

Compatibilité avec le pacte social

- La courbe des prix à terme du pool déterminerait le tarif de fourniture d'électricité au Québec d'une manière uniforme, et il serait donc beaucoup plus difficile, sinon impossible, de maintenir le pacte social dans le futur
- L'égalisation des prix du pool québécois et des marchés interconnectés pourrait exercer une importante pression à la hausse sur le tarif de fourniture au Québec
- Les tarifs d'électricité du secteur résidentiel tiendraient compte du tarif de fourniture établi par le pool ainsi que de la répartition des coûts de transport et de distribution, y compris l'interfinancement permis au bénéfice des clients résidentiels
- La stabilité tarifaire dépendrait du fonctionnement du pool et d'externalités comme l'abondance des apports d'eau et la quantité ainsi que la disponibilité en temps opportun d'une nouvelle capacité de production et du (des) combustible(s) connexe(s)

OPTION 2

Ventes aux enchères de la production d'électricité d'Hydro-Québec.

Description

1. Sous la supervision du gouvernement ou de celle de la Régie conformément aux directives gouvernementales, Hydro-Québec vend aux enchères l'électricité produite par ses installations à plusieurs soumissionnaires, en signant des contrats d'achat d'électricité à long terme.
2. Le nombre de soumissionnaires choisis est tel qu'au moins trois ou quatre entités indépendantes possèdent une part de marché adéquate. On s'assure ainsi d'un marché de gros fonctionnellement concurrentiel, comme dans le cadre de l'option 1.
3. Comme dans l'option 1, le gouvernement crée un pool d'électricité ou une concurrence sur le marché québécois, et les nouvelles entités se disputent les ventes à l'exportation.
4. Le pool fournit de l'électricité à l'unité de distribution d'Hydro-Québec et aux autres distributeurs coopératif et municipaux.
5. La vente des installations de production d'électricité constituerait en soi une forme de privatisation.

Commentaires qualitatifs

- Pourrait instaurer en théorie une concurrence notable pour le pool interne et les ventes à l'exportation, selon les modalités et conditions des contrats d'achat d'électricité
- Soumet les engagements à l'égard des projets d'expansion à des critères commerciaux, car l'électricité produite est liée à des contrats d'achat à long terme et doit être vendue dans le cadre du pool
- Crée des conditions favorables à la concurrence parmi les services auxiliaires et les services de stockage
- Optimisation globale du système grâce aux forces du marché qui agissent par l'entremise du pool
- Risque de collusion des acteurs du marché dans le but d'augmenter les prix
- Hausse possible des prix si les prix du pool sont déterminés par les marchés interconnectés
- Temps et déboursés nécessaires à la création du marché interne et de règles de marché
- Temps et déboursés nécessaires pour mettre au point et réaliser la vente aux enchères de l'électricité au moyen de contrats d'achat
- Perte d'optimisation importante résultant de la fin de l'intégration des installations de production
- Recul possible de la position du Québec sur les marchés d'exportation

- Diminution possible de la valeur d'Hydro-Québec et détérioration éventuelle de sa situation financière
- Possibilité d'une instabilité des prix et d'une diminution de la fiabilité, compte tenu des expériences ailleurs
- Possibilité d'un impôt fédéral sur le revenu provenant des ventes d'électricité du secteur privé
- Réalisation de grands projets hydroélectriques dans le Nord québécois plus coûteuse à cause des frais de financement plus élevés

Conformité avec les tendances et événements récents en Amérique du Nord

- Adoption du modèle actuellement mis en œuvre en Alberta
- Semblable à plusieurs égards aux ventes d'actifs de production dans certains États américains, mais sans changement de propriété
- Favorise une concurrence notable sur le marché de gros comme voulu en Californie, au Texas, en Nouvelle-Angleterre, dans l'État de New York et dans les États du centre du littoral de l'Atlantique, sans nécessairement impliquer un accès au marché de détail et une liberté de choix pour les consommateurs

Compatibilité avec le pacte social

- La courbe des prix à terme du pool déterminerait le tarif de fourniture d'électricité au Québec d'une manière uniforme, et il serait donc beaucoup plus difficile, sinon impossible, de maintenir le pacte social dans le futur
- L'égalisation des prix du pool québécois et des marchés interconnectés pourrait exercer une importante pression à la hausse sur le tarif de fourniture au Québec
- Les tarifs d'électricité du secteur résidentiel tiendraient compte du tarif de fourniture établi par le pool ainsi que de la répartition des coûts de transport et de distribution, y compris l'interfinancement permis au bénéfice des clients résidentiels
- La stabilité tarifaire dépendrait du fonctionnement du pool et d'externalités comme l'abondance des apports d'eau ainsi que la quantité, le coût et la disponibilité en temps opportun d'une nouvelle capacité de production et du (des) combustible(s) connexe(s)

OPTION 3

Entente visant la réduction du pouvoir de marché

Description

1. Le gouvernement crée un pool d'électricité interne ou un marché concurrentiel de l'électricité auquel participent la division production d'Hydro-Québec et les autres producteurs qui vendent leur électricité au pool.
2. Le pouvoir de marché d'Hydro-Québec est atténué grâce à un plafonnement des prix de l'électricité produite par ses installations et destinée au marché interne. Les ventes à l'exportation d'Hydro-Québec sont soumises aux lois du marché.
3. Le plafonnement des prix est maintenu jusqu'à ce qu'Hydro-Québec transfère à des entités indépendantes le contrôle effectif d'une quantité suffisante de sa production d'électricité afin de réduire son pouvoir de marché dans la province et d'y créer un marché fonctionnellement concurrentiel. Afin d'atteindre ses objectifs de réduction du pouvoir de marché, le gouvernement pourrait imposer une date limite pour le transfert du contrôle effectif de la capacité de production requise.
4. Sauf dans le cas de Sainte-Marguerite-3, des tiers indépendants aménageraient de nouvelles installations de production dans la province. Hydro-Québec est autorisée à compléter des ententes concernant le projet de développement du Bas-Churchill.
5. Le pool fournit de l'électricité à l'unité de distribution d'Hydro-Québec et aux autres distributeurs coopératif et municipaux.

Commentaires qualitatifs

- Permet d'ouvrir graduellement la production à la concurrence selon un calendrier établi par le gouvernement
- Grâce au plafonnement des prix, on s'assure qu'Hydro-Québec n'abusera pas de son pouvoir de marché durant la transition vers un marché fonctionnellement concurrentiel
- Perte éventuelle d'optimisation à la longue en raison de la fin de l'intégration des installations de production
- Réduction possible des ventes d'exportation du Québec
- Préserve au début la valeur d'Hydro-Québec, qui se détériorera cependant au fil du temps
- Le plafonnement des prix déterminera la santé financière d'Hydro-Québec et les tarifs de fourniture d'électricité sur le territoire québécois, jusqu'à ce que le contrôle d'une partie suffisante de la production soit transféré
- Possibilité d'un impôt fédéral sur le revenu provenant des ventes d'électricité des intérêts privés qui obtiennent le contrôle effectif de la production d'Hydro-Québec
- Risque de collusion des acteurs du marché dans le but d'augmenter les prix

- Hausse possible des prix au fur et à mesure que les marchés interconnectés influeront sur les prix du pool
- Temps et déboursés nécessaires à la création du marché interne et de règles de marché
- Comme l'ouverture à la concurrence se fait progressivement, l'instauration d'une concurrence notable est moins certaine et elle dépend de décisions ainsi que d'événements futurs
- Difficulté de déterminer administrativement le plafonnement des prix et le temps nécessaire à cette tâche
- La réalisation de grands projets hydroélectriques dans le Nord québécois dépend beaucoup des modalités et du niveau des prix plafonds

Conformité avec les tendances et événements récents en Amérique du Nord

- Modelé sur l'entente visant la réduction du pouvoir de marché négociée en vue de la création de Ontario Power Generation, mais sans l'obligation de réduire de 35 % le contrôle de la capacité de production de la province dans un délai de 10 ans
- Instaure graduellement une concurrence plus vigoureuse dans la production, sans séparer immédiatement la production des autres fonctions comme dans les États américains à faibles coûts
- Approche plus ambitieuse que celle consistant à ouvrir seulement la nouvelle capacité de production à la concurrence

Compatibilité avec le pacte social

- La courbe des prix à terme du pool déterminerait le tarif de fourniture d'électricité au Québec d'une manière uniforme, et il serait donc beaucoup plus difficile, sinon impossible, de maintenir le pacte social dans le futur
- Le plafonnement des prix d'Hydro-Québec établirait de fait le tarif de fourniture d'électricité pendant la durée de cette mesure; par la suite, le prix du pool déterminerait le tarif
- L'égalisation des prix du pool québécois et des marchés interconnectés dans les années ultérieures pourrait exercer une importante pression à la hausse sur le tarif de fourniture au Québec
- La stabilité tarifaire dépendrait des modalités de plafonnement des prix dans les premières années, jusqu'à ce que le prix du pool devienne en vigueur
- Les tarifs du secteur résidentiel dépendraient du plafonnement des prix et tiendraient compte de la répartition des coûts de transport et de distribution, y compris l'interfinancement permis au bénéfice des clients résidentiels

OPTION 4

Création de coentreprises à qui une partie de la capacité de production d'Hydro-Québec est transférée.

Description

1. Le gouvernement crée un pool d'électricité interne ou un marché concurrentiel de l'électricité où la division production d'Hydro-Québec est en compétition avec trois coentreprises pour la fourniture d'électricité au marché québécois et les ventes à l'exportation.
2. L'ampleur de la capacité de production d'Hydro-Québec transférée aux coentreprises dépend de l'avis de spécialistes dans le domaine de la réduction du pouvoir de marché ainsi que de l'expérience ailleurs, le but étant de s'assurer d'un marché fonctionnellement concurrentiel au Québec. Les coentreprises sont formées en association avec un ou plusieurs tiers indépendants et le contrôle d'exploitation ainsi que la direction d'entreprise sont indépendants, afin que le pouvoir de marché d'Hydro-Québec sur la production d'électricité soit suffisamment atténué.
3. Le pool fournit de l'électricité à l'unité de distribution d'Hydro-Québec et aux autres distributeurs coopératif et municipaux.
4. Hydro-Québec est autorisée à terminer Sainte-Marguerite-3 et à conclure des ententes concernant le Bas-Churchill.
5. Les coentreprises participent à un appel d'offres pour créer une nouvelle capacité de production au Québec.

Commentaires qualitatifs

- Pourrait instaurer en théorie une concurrence notable pour le pool interne et les ventes à l'exportation
- Ouvre des possibilités éventuellement attrayantes pour les partenaires du secteur privé, quoique sans changement de propriété
- Soumet les engagements à l'égard des projets d'expansion à des critères commerciaux, car l'électricité produite doit être écoulée dans le cadre du pool et les coentreprises doivent pouvoir la financer
- Optimisation globale du système fonctionnant selon les forces du marché qui agissent par l'entremise du pool
- Crée des conditions propices à un rôle important du secteur privé dans l'exploitation future du système québécois
- Possibilité d'un impôt fédéral sur le revenu provenant des ventes d'électricité des coentreprises

- Pourrait entraîner l'imposition, par le gouvernement fédéral, des installations dont le contrôle est transféré; exige probablement une élaboration minutieuse des contrats de crédit-bail
- Temps et déboursés nécessaires à la création du marché interne et de règles de marché
- Risque de collusion des acteurs du marché dans le but d'augmenter les prix
- Hausse possible des prix si les prix du pool sont déterminés par les marchés interconnectés
- Perte éventuelle de l'optimisation résultant de l'intégration des installations de production
- Difficulté de répartir les complexes hydroélectriques entre des coentreprises distinctes et de négocier des ententes avec des partenaires indépendants pour former les coentreprises
- Diminution possible de la valeur d'Hydro-Québec et détérioration éventuelle de sa situation financière
- Réalisation de grands projets hydroélectriques dans le Nord québécois plus coûteuse à cause des frais de financement plus élevés

Conformité avec les tendances et événements récents en Amérique du Nord

- Approche modelée sur la politique de réduction des pouvoirs de marché de l'Union européenne et de l'Italie
- A un effet théoriquement semblable à celui des ventes d'éléments d'actif à des parties privées aux États-Unis, mais par le truchement de coentreprises permettant de conserver l'investissement dans Hydro-Québec
- Pourrait s'avérer une approche possible pour Ontario Power Generation, conformément à l'entente visant la réduction du pouvoir de marché en Ontario

Compatibilité avec le pacte social

- La courbe des prix à terme du pool déterminerait le tarif de fourniture d'électricité au Québec d'une manière uniforme, et il serait donc beaucoup plus difficile, sinon impossible, de maintenir le pacte social dans le futur
- L'égalisation des prix du pool québécois et des marchés interconnectés pourrait exercer une importante pression à la hausse sur le tarif de fourniture au Québec
- Les tarifs d'électricité du secteur résidentiel tiendraient compte du tarif de fourniture établi par le pool ainsi que de la répartition des coûts de transport et de distribution, y compris l'interfinancement permis au bénéfice des clients résidentiels
- La stabilité tarifaire dépendrait du pool et d'externalités comme l'abondance des apports d'eau ainsi que la quantité, le coût et la disponibilité en temps opportun d'une nouvelle capacité de production et du (des) combustible(s) connexe(s)

OPTION 5

Contrat patrimonial (*vesting contract*) concernant la production d'électricité d'Hydro-Québec.

Description

1. Le gouvernement demande à la division production d'Hydro-Québec de conclure un contrat patrimonial direct couvrant la majeure partie de sa production avec la division distribution d'Hydro-Québec et les distributeurs coopératif et municipaux. Le contrat doit porter sur une quantité d'énergie suffisante pour répondre aux besoins internes du Québec. Il prend la forme d'un contrat d'approvisionnement en vertu duquel les distributeurs achètent de l'électricité de la division production d'Hydro-Québec en fonction de leurs besoins, jusqu'à concurrence du maximum spécifié.
2. Le gouvernement détermine le prix de l'électricité fournie dans le cadre du contrat patrimonial en fonction d'un certain nombre de facteurs comme le risque d'affaires, les ratios financiers et le service de la dette.
3. Des approvisionnements additionnels peuvent être proposés pour alimenter le marché interne. Ils font l'objet d'appels d'offres auquel la division production d'Hydro-Québec et les autres fournisseurs peuvent participer.
4. La division production d'Hydro-Québec est autorisée à exporter sa production excédentaire à un prix déterminé par le marché.
5. La division distribution d'Hydro-Québec ainsi que les distributeurs coopératif et municipaux sont approvisionnés en électricité par la division production d'Hydro-Québec en vertu du contrat patrimonial, et ils obtiennent l'approvisionnement additionnel correspondant à leurs besoins d'Hydro-Québec et d'autres fournisseurs dans le cadre de contrats bilatéraux conclus à l'issue d'appels d'offres.

Commentaires qualitatifs

- Le contrat patrimonial détermine le tarif de fourniture d'électricité à court terme
- La valeur d'Hydro-Québec et sa situation financière dépendent des modalités et des conditions du contrat patrimonial
- Pool n'est pas requis
- Préserve l'intégration des installations de production et la position actuelle sur les marchés d'exportation
- Introduit des critères commerciaux et d'affaires à l'égard du développement de la capacité additionelle de production
- Les risques liés au marché et aux approvisionnement sont supportés par la division production d'Hydro-Québec et les autres producteurs

- L'ouverture de la production à la concurrence se fait progressivement et l'instauration d'une concurrence notable est moins certaine et dépend de décisions ainsi que d'événements futurs
- Des possibilités de participation sont offertes au secteur privé, mais elles restent limitées à court terme

Conformité avec les tendances et événements récents en Amérique du Nord

- Option en accord avec les ventes d'actifs de production aux États-Unis, qui prévoient généralement le maintien de l'engagement quant à la fourniture d'électricité pour la clientèle qui a choisi de ne pas changer de fournisseur
- En accord avec les modalités de la politique de l'Alberta et de l'entente visant la réduction du pouvoir de marché en Ontario qui se rapprochent d'un contrat patrimonial, quoique sans obligation pour Hydro-Québec de se départir d'actifs de production

Compatibilité avec le pacte social

- Les modalités et conditions du contrat patrimonial détermineraient en pratique le tarif de fourniture d'électricité d'une manière uniforme pendant toute la durée du contrat
- La stabilité tarifaire dépendrait des modalités et des conditions du contrat patrimonial
- Les tarifs du secteur résidentiel dépendraient des modalités et des conditions du contrat patrimonial et tiendraient compte de la répartition des coûts de transport et de distribution, y compris l'interfinancement permis au bénéfice des clients résidentiels

5.5 Résumé des options possibles

Le chapitre 5.4 présente cinq options possibles pour introduire la concurrence dans la production d'électricité au Québec, analysées en fonction de plusieurs facteurs qualitatifs permettant de comparer chaque option. On trouvera ci-dessous un résumé de ces comparaisons.

Création ou non d'un pool

Les options 1 à 4 s'appuient sur la création d'un marché concurrentiel ou d'un pool d'électricité, comme celui qui existe actuellement dans plusieurs États américains et qui doit faire son apparition en Ontario en l'an 2000. De nombreux débats théoriques ont été soulevés dans le monde en ce qui concerne l'opportunité des deux principaux modèles de déréglementation, le pool et les contrats bilatéraux. En pratique, la plupart des pools d'électricité existants et prévus en Amérique du Nord sont des mécanismes hybrides qui comportent une formule quelconque de contrats bilatéraux dans le cadre d'un marché concurrentiel.

La création d'un pool au Québec entraînerait des dépenses substantielles et le pool ne pourrait être pleinement opérationnel qu'au bout de deux à trois ans. Les fonctions d'Hydro-Québec devraient être entièrement scindées et la division TransÉnergie ou une nouvelle entité indépendante devrait assumer les responsabilités de société indépendante de gestion du marché (SIGM) pour que le réseau de transport et le marché concurrentiel fonctionnent correctement. La SIGM responsable dirigerait le processus d'appel d'offres, programmerait la répartition de l'électricité, offrirait des services de transport, traiterait les ententes financières et servirait de chambre de compensation pour les opérations.

La simple création d'un pool ne garantit ni le bas niveau ni la stabilité des prix. Elle ouvre nettement la possibilité à une manipulation en vue d'augmenter les prix du pool. Une forte pression à la hausse pourrait également s'exercer sur les prix si les prix du pool et les prix plus élevés des marchés interconnectés au sud et à l'ouest du Québec s'égalisaient.

Du point de vue opérationnel, toutes les options avec pool exigent de réorganiser le système hydroélectrique d'Hydro-Québec afin que la production des centrales hydroélectriques fasse l'objet d'un appel d'offres dans le cadre du pool ou soit achetée directement au moyen de contrats bilatéraux.

Degré de concurrence

En théorie, l'option 1 (création de trois ou quatre divisions de production) et éventuellement l'option 2 (vente aux enchères de la production) sont celles qui garantissent la concurrence la plus marquée et la plus sûre, bien qu'il faille tenir compte du temps nécessaire à leur mise en œuvre. Les options 3 et 4 susciteraient une concurrence passablement moins importante, car elles ne requièrent pas la séparation complète des centrales ou de la production d'Hydro-Québec, mais favorisent une approche plus graduelle et moins ambitieuse. L'option 5 prévoit un degré limité de concurrence dans la production à court terme, cette concurrence étant instaurée progressivement au fil du temps en fonction de la hausse de la demande.

Difficulté de la mise en œuvre

Les options 1 à 4 reposent sur la création d'un pool, ce qui peut nécessiter des dépenses, un temps et des ressources considérables afin de définir et de mettre en place une SIGM et de créer un marché concurrentiel efficace et fiable. En outre, l'établissement de trois ou quatre divisions de production suffisamment concurrentielles et opérationnelles, comme préconisé dans l'option 1, ou l'organisation et la réalisation d'une vente aux enchères de la production existante, selon l'option 2, prendrait beaucoup de temps en soi, bien que ce processus puisse généralement se dérouler en parallèle. L'élaboration d'une entente visant la réduction du pouvoir de marché proposée dans l'option 3 et la création de coentreprises suivant l'option 4 exigeraient toutes deux beaucoup de temps et de ressources, pendant une période allant de six mois à un an. Le temps nécessaire à la mise en œuvre du contrat patrimonial selon l'option 5 dépendrait du processus de décision gouvernemental.

Degré d'intégration du système

Les options 1 et 2 ainsi que, dans une moindre mesure peut-être, les options 3 et 4 reposent sur un système hydroélectrique moins intégré que celui d'Hydro-Québec. Il est peut-être possible de créer un certain degré d'intégration entre des entités de production distinctes par voie de contrat, mais, compte tenu de l'environnement concurrentiel résultant de ces options, toute intégration serait étroitement limitée aux secteurs non concurrentiels. L'option 5 maintient l'intégration complète du système existant.

Valeur et situation financière d'Hydro-Québec

La redistribution des actifs de production, la réduction de l'intégration des installations de production et la diminution des ventes à l'exportation résultant des options 1, 2 et 4 pourraient avoir des répercussions défavorables sur la valeur et la situation financière d'Hydro-Québec. Les effets de l'option 3 (réduction du pouvoir de marché) et de l'option 5 (contrat patrimonial) dépendraient en grande partie des modalités et des conditions de ces ententes respectives.

Développement des ressources hydroélectriques du Québec

Le démembrement du système découlant des options 1, 2 et 4 pourrait avoir pour effet d'amoindrir la capacité des entités de production résultantes de financer, de construire et de gérer de nouvelles centrales hydroélectriques de grande envergure au Québec et augmenterait probablement les frais de financement de ces projets. La capacité d'Hydro-Québec de réaliser de tels projets dans le cadre des options 3 et 5 dépendrait en partie des modalités et conditions de l'entente visant la réduction du pouvoir de marché et des conditions de marché, respectivement. Soulignons qu'Hydro-Québec, en tant qu'entité légale, est impliquée par loi ou traité dans le développement hydro-électrique dans le Nord québécois, et que cette responsabilité ne pourrait être transférée à un tiers sans renégociation contractuelle.

Conformité avec les tendances en Amérique du Nord

Comme illustré au chapitre 5.4, chacune des options a de nombreux précédents et est généralement conforme aux tendances récentes notées au Canada et aux États-Unis.

Compatibilité avec le pacte social

Comme on l'a vu au chapitre 5.4, dans le cadre des options 1 à 4 reposant sur la création d'un pool, le prix du pool déterminerait le tarif de fourniture d'électricité uniforme au Québec en tout temps. L'entente visant la réduction du pouvoir de marché selon l'option 4 influerait sur le prix du pool, tandis que le contrat patrimonial prévu dans l'option 5 établirait le tarif de fourniture au Québec. Le maintien de faibles tarifs pour les clients résidentiels dépendrait du résultat de la somme du tarif de fourniture selon chaque solution et des tarifs de transport et de distribution, compte tenu de l'interfinancement actuellement permis au bénéfice des clients résidentiels.

Comme souligné plus haut, le fonctionnement du pool ne peut garantir à lui seul le bas niveau et la stabilité des prix au fil du temps. Dans les autres régions qui en ont fait l'expérience, les pools ont été le lieu d'intenses manipulations spéculatives de la part des participants au marché, en dépit de tous les efforts de concepteurs informés et expérimentés et de la surveillance du gouvernement. Les prix du pool québécois pourraient également subir de fortes pressions à la hausse à cause des prix plus élevés en vigueur sur les marchés interconnectés de l'Ontario et des États américains limitrophes. Il pourrait donc être beaucoup plus difficile dans un marché où le prix est fixé par un pool de préserver un pacte social, compte tenu des grandes fluctuations de prix et de l'augmentation dans le temps des prix de fourniture.

Chapitre 6 - Résumé

6.1 Le tarif de fourniture d'électricité au Québec : conséquences prévues du régime de réglementation actuel

Merrill Lynch a effectué une analyse approfondie (dans le chapitre 4) des incidences éventuelles du régime actuel de réglementation par la Régie de l'énergie. L'analyse s'est déroulée conformément au mandat énoncé par le Ministère. Merrill Lynch a donc évalué les conséquences éventuelles après avoir exercé un examen diligent (« due diligence ») des modèles analytiques et des données d'Hydro-Québec qui lui ont été fournies par le Ministère dans le respect du mandat.

Selon l'analyse de Merrill Lynch, l'adoption d'une tarification reposant sur le coût du service en attribuant pleinement les coûts, combinée avec une modification de l'interfinancement dont bénéficient les clients résidentiels, provoquera une majoration importante des tarifs des clients résidentiels d'Hydro-Québec. L'analyse indique que, selon les deux scénarios choisis par Merrill Lynch, une augmentation des tarifs des clients résidentiels de l'ordre de 27 % à 31 % serait possible, alors que les autres classes tarifaires connaîtraient des réductions tarifaires de l'ordre de 6% à 23%. De plus, la réduction du taux de rendement de l'avoir propre en production, le plafonnement de la base de tarification et le risque de non-reconnaissance de certains actifs dans un cadre de réglementation sur la base des coûts réduiraient la rentabilité et les revenus futurs d'Hydro-Québec.

Merrill Lynch est d'avis que l'analyse démontre que le gouvernement voudra sans doute prendre en considération le pacte social conclu avec la population québécoise et la santé financière d'Hydro-Québec dont il est l'unique actionnaire dans l'évolution du cadre réglementaire. Cette affirmation se fonde sur la conclusion que les décisions éventuellement prises en matière de réglementation pourraient avoir des conséquences négatives sur le maintien du pacte social et sur la situation financière d'Hydro-Québec.

6.2 Déréglementation des activités de production d'électricité du Québec : options visant à introduire la concurrence

Merrill Lynch a proposé (dans le chapitre 5) cinq options pour introduire la concurrence dans la production d'électricité au Québec, conformément au mandat énoncé par le Ministère. L'instauration d'une concurrence dans la production offre une alternative à la méthode de tarification basée sur le coût du service et elle a été adoptée dans plusieurs autres pays et provinces. Ces options sont dans l'ensemble conformes aux tendances et aux événements récents observés en Amérique du Nord et dans d'autres pays. Toutefois, plusieurs d'entre elles pourraient ne pas être compatibles avec le pacte social dans le domaine de l'électricité au Québec. Les solutions vont d'un extrême à l'autre. La scission du système actuel de production électrique d'Hydro-Québec en trois ou quatre entités avec un pool d'électricité fonctionnel et concurrentiel se trouve à une extrémité du spectre envisagé. L'introduction de

la concurrence uniquement dans le cadre d'appels d'offres pour de nouveaux besoins liés au marché interne du Québec se situe à l'autre extrémité.

Merrill Lynch a évalué chaque option d'un point de vue qualitatif et a déterminé les principaux facteurs à considérer dans chaque cas. Cette évaluation qualitative tient compte de divers facteurs propres au système d'Hydro-Québec ainsi que des questions liées à la mise en oeuvre pratique de chaque option. Il faut dire dans l'ensemble que les options qui se traduiraient en une concurrence plus importante sont plus difficiles à implanter et ont des résultats moins positifs pour Hydro-Québec ainsi restructurée et pour l'investissement du gouvernement du Québec dans cette société. En revanche, il semble que, conceptuellement, toutes les options soient conformes aux tendances observées en Amérique du Nord, bien que leur compatibilité avec le pacte social existant au Québec puisse être problématique dans certains cas.

Selon Merrill Lynch, le présent rapport indique que le gouvernement a le choix entre diverses options pour ouvrir à la concurrence le domaine de la production d'électricité. Ces options représentent des démarches extrêmement diverses et ont des résultats fort différents. Le gouvernement aura l'occasion de soupeser les mérites des diverses options et de trouver un équilibre approprié pour le bénéfice du Québec et des consommateurs d'électricité québécois.

6.3 Derniers commentaires et conclusion

Merrill Lynch remercie le gouvernement du Québec de lui avoir donné l'occasion de lui fournir son aide dans le cadre de cet important mandat. Notre société a utilisé ses compétences en analyse financière et sa connaissance du secteur des services publics d'électricité pour exécuter le mandat dans les délais prévus. De plus, Merrill Lynch a également eu accès aux modèles financiers d'Hydro-Québec, ce qui lui a permis de mener à bien et de manière indépendante son mandat. Merrill Lynch se fera un plaisir d'aider le Ministère lorsque le gouvernement évaluera les conclusions du présent rapport et décidera de la suite à lui donner.

ANNEXES

M121

IMPORTANT NOTE CONCERNING THE FOLLOWING PAGES

THE PAGES WHICH FOLLOW HAVE BEEN FILMED TWICE IN ORDER TO OBTAIN THE BEST REPRODUCTIVE QUALITY

USERS SHOULD CONSULT ALL THE PAGES REPRODUCED ON THE FICHE IN ORDER TO OBTAIN A COMPLETE READING OF THE TEXT.

REMARQUE IMPORTANTE CONCERNANT LES PAGES QUI SUIVENT

LES PAGES SUIVANTES ONT ÉTÉ REPRODUITES EN DOUBLE AFIN D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DE REPRODUCTION

LES UTILISATEURS DOIVENT CONSULTER TOUTES LES PAGES REPRODUITES SUR LA FICHE AFIN D'OBTENIR LA LECTURE DU TEXTE INTÉGRAL

micromedia
a division of IHS Canada

20 Victoria Street
Toronto, Ontario M5C 2N8
Tel.: (416) 362-5211
Toll Free: 1-800-387-2689
Fax: (416) 362-6161
Email: info@micromedia.on.ca

Annexe A **Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004**

1.1 Scénario de base

Année 2000

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				Plan Stratégique [illegible]				[illegible]				[illegible]
	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	1,172	1,013	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,177	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,177	1,362	4,107	[illegible]	1,177	[illegible]	[illegible]	17,8%	[illegible]	[illegible]	[illegible]	36,1%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	404	1,010	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	100%	[illegible]	[illegible]
[illegible]	82,781	[illegible]	584	87	1,790	1,481	675	97	[illegible]	1,319	675	97	2,090	1,319	675	127	2,120	8,8%	9,8%	40%	10,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	734	399	85	1,217	958	460	95	1,513	1,010	460	95	1,564	1,010	460	124	1,594	18,5%	9,8%	40%	16,9%	-1,9%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0,0%
[illegible]	[illegible]	74	42	115	231	87	48	128	275	100	48	128	276	100	48	44	192	17,2%	9,8%	-54%	-11%	43,7%
Marché interne	150,857	3,058	2,108	1,899	7,096	4,032	2,437	2,112	8,580	4,008	2,437	2,112	8,557	4,008	2,437	1,289	7,734	14,6%	9,8%	-27,9%	5,4%	10,6%
[illegible]	17,600	248	247	37	530	321	286	41	648	401	286	41	728	401	286	41	728	30,9%	9,8%	9,8%	21,1%	0,0%
Total HQ	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	4,353	2,722	2,153	9,228	4,409	2,722	2,153	9,285	4,409	2,722	1,330	8,462	15,8%	9,8%	-27%	6,5%	9,7%
Rendement :						15,0%	9,8%	9,8%	12,5%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%	15,8%	9,8%	-27,2%	6,5%					
Part de l'avoir propre :							25,0%	25,0%														
Prix de la fourniture (¢/kWh) :										2,79												

Source: Hydro-Québec
Autres tarifs incluent les tarifs de la bi-énergie (résidentiel et commercial) et l'éclairage publique

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2000

Année 2000	Ventes (GWh)	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Revenus ciblés (M$)				Plan Strategique Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	48,947	1,172	1,018	1,225	3,415	1,530	1,177	1,362	4,069	1,598	1,177	1,362	4,137	1,598	1,177	265	3,039	17,8%	9,8%	-68%	-6,9%	36,1%
[illegible]	10,839	277	196	265	738	982	227	296	883	380	227	295	901	380	227	404	1,010	18,2%	9,8%	45,5%	23,0%	-10,8%
[illegible]	22,367	448	269	207	921	562	310	230	1,123	613	310	230	1,153	613	310	450	1,373	16,3%	9,8%	102%	28,7%	-16,0%
[illegible]	82,781	1,119	684	87	1,790	1,481	675	97	2,233	1,319	675	97	2,090	1,319	675	127	2,120	8,8%	9,8%	40%	10,0%	-1,4%
[illegible]	40,733	734	398	85	1,217	958	460	95	1,513	1,010	460	95	1,564	1,010	460	124	1,594	18,5%	9,8%	40%	16,9%	-1,9%
[illegible]	22,029	385	186	2	573	503	215	2	720	309	215	2	526	309	215	2	526	-10%	9,8%	9,7%	-4%	0,0%
[illegible]	3,884	74	42	116	231	97	48	128	273	100	48	128	276	100	48	44	192	17,2%	9,8%	-54%	-11%	43,7%
[illegible]	150,857	3,089	2,108	1,899	7,095	4,032	2,437	2,112	8,580	4,008	2,437	2,112	8,557	4,008	2,437	1,289	7,734	14,6%	9,8%	-27,9%	5,4%	10,6%
[illegible]	17,600	246	247	37	530	321	296	41	648	401	286	41	728	401	286	41	728	30,9%	9,8%	9,8%	21,1%	0,0%
[illegible]	168,457	3,334	2,355	1,936	7,625	4,353	2,722	2,153	9,228	4,409	2,722	2,153	9,285	4,409	2,722	1,330	8,462	15,8%	9,8%	-27%	6,5%	9,7%
				Rendement :		10,8%	9,8%	9,8%	12,5%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%	15,8%	9,8%	-27,2%	6,5%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Autres tarifs incluent les tarifs de la bi-énergie (résidentiel et commercial) et l'éclairage publique

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base — **Année 2000**

[redacted]	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus cibles (¢/kWh)				Plan Strategique Revenus Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[redacted]	48,947	2,39	2,08	2,50	6,96	3,13	2,40	2,78	8,31	3,26	2,40	2,78	8,45	3,26	2,40	0,54	6,21	17,8%	9,8%	-68%	-6,9%	36,1%
[redacted]	12,838	2,16	1,83	2,06	5,75	2,82	1,77	2,30	6,88	2,96	1,77	2,30	7,02	2,96	1,77	3,14	7,87	18,2%	9,8%	45,5%	23,0%	-10,8%
[redacted]	22,357	1,60	1,20	0,95	4,12	2,60	1,39	1,03	5,02	2,74	1,39	1,03	5,16	2,74	1,39	2,01	6,14	18,3%	9,8%	102%	28,7%	-16,0%
[redacted]	62,781	1,78	0,93	0,14	2,85	2,33	1,08	0,15	3,56	2,10	1,08	0,15	3,33	2,10	1,08	0,20	3,38	8,8%	9,8%	40%	10,0%	-1,4%
Tarifs	40,733	1,80	0,98	0,21	2,99	2,35	1,13	0,23	3,71	2,48	1,13	0,23	3,84	2,48	1,13	0,31	3,91	18,5%	9,8%	40%	16,9%	-1,9%
[redacted]	22,026	1,75	0,85	0,01	2,60	2,28	0,98	0,01	3,27	1,40	0,98	0,01	2,39	1,40	0,98	0,01	2,39	-10%	9,8%	9,7%	-4%	0,0%
[redacted]	3,964	1,87	1,06	2,91	5,84	2,44	1,22	3,23	6,90	2,52	1,22	3,23	6,98	2,52	1,22	1,11	4,86	17,2%	9,8%	-54%	-11%	43,7%
[redacted]	150,857	2,05	1,40	1,26	4,70	2,67	1,62	1,40	5,69	2,66	1,62	1,40	5,67	2,66	1,62	0,85	5,13	14,6%	9,8%	-28%	5,4%	10,6%
[redacted]	17,600	1,40	1,40	0,21	3,01	1,83	1,62	0,23	3,68	2,28	1,62	0,23	4,14	2,28	1,62	0,23	4,14	30,9%	9,8%	9,8%	21,1%	0,0%
[redacted]	168,457	1,98	1,40	1,15	4,53	2,58	1,62	1,28	5,48	2,62	1,62	1,28	5,51	2,62	1,62	0,79	5,02	15,8%	9,8%	-27%	6,5%	9,7%
		Rendement				15,0%	9,8%	9,8%	12,5%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%	15,8%	9,8%	27,2%	6,5%					
		Part de l'avoir propre					25,0%	25,0%														
		Prix de la fourniture (¢/kWh)								2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2001

[illegible]	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Revenus cibles (M$)				Plan Strategique Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	46,178	1,148	984	1,199	3,331	1,528	1,143	1,336	4,007	1,607	1,143	1,336	4,086	1,607	1,143	303	3,054	18,1%	9,8%	-64%	-5,0%	33,8%
[illegible]	12,977	274	190	260	724	365	221	290	875	385	221	290	895	385	221	415	1,021	18,3%	9,8%	51,0%	24,2%	-12,3%
[illegible]	20,799	446	283	284	913	594	305	227	1,126	627	305	227	1,159	627	305	468	1,400	16,3%	9,8%	111%	29,4%	-17,2%
[illegible]	67,576	1,181	603	87	1,871	1,572	700	97	2,370	1,447	700	97	2,244	1,447	700	147	2,294	10,2%	9,8%	58%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	805	424	85	1,314	1,072	493	95	1,659	1,130	493	95	1,718	1,130	493	145	1,768	18,3%	9,8%	59%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	376	179	2	557	501	207	2	710	316	207	2	526	316	207	2	526	-7%	9,8%	9,7%	-3%	0,0%
[illegible]	3,939	72	41	111	224	96	47	124	267	100	47	124	271	100	47	45	192	17,5%	9,8%	-51%	-9%	41,0%
[illegible]	156,469	3,121	2,081	1,861	7,063	4,156	2,416	2,073	8,645	4,166	2,416	2,073	8,655	4,166	2,416	1,379	7,961	15,1%	9,8%	-22,1%	7,2%	8,7%
[illegible]	12,400	178	244	38	460	237	283	42	562	305	283	42	631	305	283	42	631	33%	9,8%	9,8%	20,4%	0,0%
[illegible]	168,869	3,299	2,325	1,899	7,523	4,392	2,700	2,116	9,208	4,471	2,700	2,116	9,286	4,471	2,700	1,421	8,592	16,1%	9,8%	-21%	8,0%	8,1%
				Rendement		15,0%	9,8%	9,6%	12,6%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	16,1%	9,8%	21,5%	8,0%					
				Part de l'avoir propre			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh)						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2000

Année 2000	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus cibles (¢/kWh)				Plan Strategique Revenus Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	46,947	2,38	2,08	2,50	6,98	3,13	2,40	2,78	8,31	3,28	2,40	2,78	8,46	3,26	2,40	0,54	6,21	17,8%	9,8%	-68%	-6,9%	38,1%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,08	5,75	[illegible]	1,77	2,30	6,88	2,96	1,77	2,30	7,02	2,96	1,77	3,14	7,87	18,2%	9,8%	45,5%	23,0%	-10,8%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	4,10	[illegible]	1,39	1,03	5,02	2,74	1,39	1,03	5,16	2,74	1,39	2,01	6,14	18,5%	9,8%	102%	20,7%	-16,0%
Grande puissance	82,761	1,78	0,93	0,14	2,85	2,33	1,08	0,15	3,56	2,10	1,08	0,15	3,33	2,10	1,08	0,20	3,38	8,6%	9,8%	40%	10,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	1,80	0,98	0,21	2,99	2,35	1,13	0,23	3,71	2,48	1,13	0,23	3,84	2,48	1,13	0,31	3,91	18,5%	9,8%	40%	16,9%	-1,9%
Contrats part.	22,028	1,75	0,85	0,01	2,60	2,28	0,98	0,01	3,27	1,40	0,98	0,01	2,39	1,40	0,98	0,01	2,39	-10%	9,8%	9,7%	-4%	0,0%
Autres Tarifs	3,864	1,87	1,06	2,91	5,84	2,44	1,22	3,23	6,90	2,52	1,22	3,23	6,98	2,52	1,22	1,11	4,88	17,2%	9,8%	-54%	-11%	43,7%
Marché interne	150,857	2,05	1,40	1,26	4,70	2,67	1,62	1,40	5,69	2,66	1,62	1,40	5,67	2,66	1,62	0,85	5,13	14,6%	9,8%	-28%	5,4%	10,6%
Marché externe	17,600	1,40	1,40	0,21	3,01	1,83	1,62	0,23	3,68	2,28	1,62	0,23	4,14	2,28	1,62	0,23	4,14	30,9%	9,8%	9,8%	21,1%	0,0%
Total HQ	168,457	1,98	1,40	1,15	4,53	2,58	1,62	1,28	5,48	2,62	1,62	1,28	5,51	2,62	1,62	0,79	5,02	15,8%	9,8%	-27%	6,5%	9,7%
Rendement :						15,0%	9,8%	9,8%	12,5%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%	15,8%	9,8%	-27,2%	6,5%					
Part de l'avoir propre :							25,0%	25,0%														
Prix de la fourniture (c/kWh) :										2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2001

Année 2001	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Revenus générés (M$)				Plan Stratégique Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	46,178	1,148	984	1,199	3,331	1,528	1,143	1,336	4,007	1,607	1,143	1,336	4,086	1,607	1,143	303	3,054	18,1%	9,8%	-64%	-5,0%	33,6%
Petite puissance	13,877	274	199	250	724	365	221	290	875	385	221	290	895	385	221	415	1,021	18,3%	9,8%	51,0%	24,2%	-12,3%
Moyenne puissance	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	913	594	305	227	1,126	627	305	227	1,159	627	305	468	1,400	18,3%	9,8%	111%	29,4%	-17,2%
Grande puissance	67,576	1,161	603	87	1,871	1,572	700	97	2,370	1,447	700	97	2,244	1,447	700	147	2,294	10,2%	9,8%	58%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	805	424	85	1,314	1,072	493	95	1,659	1,130	493	95	1,718	1,130	493	145	1,768	18,3%	9,8%	59%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	376	179	2	557	501	207	2	710	316	207	2	526	316	207	2	526	-7%	9,8%	9,7%	-3%	0,0%
Autres Tarifs	[illegible]	72	41	111	224	96	47	124	267	100	47	124	271	100	47	46	192	17,5%	9,8%	-51%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	3,121	2,081	1,861	7,063	4,156	2,416	2,073	8,645	4,166	2,416	2,073	8,655	4,166	2,416	1,379	7,961	15,1%	9,8%	-22,1%	7,2%	8,7%
Marché externe	12,400	178	244	38	460	237	283	42	562	305	283	42	631	305	283	42	631	33%	9,8%	9,8%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	3,299	2,325	1,899	7,523	4,392	2,700	2,116	9,208	4,471	2,700	2,116	9,286	4,471	2,700	1,421	8,592	16,1%	9,8%	-21%	8,0%	8,1%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,6%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	16,1%	9,8%	-21,5%	8,0%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														
					Prix de la fourniture (¢/kWh) :					2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2001

Année 2001	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus cibles (¢/kWh)				Plan Strategique Revenus Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,176	2,33	2,00	2,44	6,77	3,11	2,32	2,72	8,15	3,27	2,32	2,72	8,31	3,27	2,32	0,62	6,21	18,1%	9,8%	-64%	-5,0%	33,8%
Petits [illegible]	12,977	2,11	1,47	2,00	5,58	2,81	1,70	2,25	6,75	2,96	1,70	2,25	6,90	2,96	1,70	3,20	7,87	18,3%	9,8%	51,0%	24,2%	-12,3%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Grands [illegible]	67,576	1,75	0,89	0,13	2,77	2,33	1,04	0,14	3,51	2,14	1,04	0,14	3,32	2,14	1,04	0,22	3,39	10,2%	9,8%	58%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	1,76	0,93	0,19	2,86	2,35	1,08	0,21	3,64	2,48	1,08	0,21	3,77	2,48	1,08	0,32	3,88	18,3%	9,8%	59%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	1,71	0,81	0,01	2,54	2,28	0,94	0,01	3,23	1,44	0,94	0,01	2,40	1,44	0,94	0,01	2,40	-7%	9,8%	9,7%	-3%	0,0%
Autres Tarifs	3,939	1,83	1,00	2,82	5,68	2,44	1,20	3,14	6,77	2,54	1,20	3,14	6,87	2,54	1,20	1,14	4,87	17,5%	9,8%	-51%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	1,99	1,33	1,19	4,51	2,66	1,54	1,33	5,53	2,66	1,54	1,33	5,53	2,66	1,54	0,88	5,09	15,1%	9,8%	-22%	7,2%	8,7%
Marché externe	12,400	1,44	1,97	0,31	3,71	1,91	2,28	0,34	4,54	2,46	2,28	0,34	5,09	2,46	2,28	0,34	5,09	33%	9,8%	9,8%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	1,95	1,38	1,12	4,45	2,60	1,60	1,25	5,45	2,65	1,60	1,25	5,50	2,65	1,60	0,84	5,09	16,1%	9,8%	-21%	8,0%	8,1%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,6%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	16,1%	9,8%	-21,5%	8,0%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2002

Année 2002	Ventes (GWh)	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Revenus cibles (M$)				Plan Strategique Revenus Prix Hors (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,727	1,165	972	1,164	3,291	1,585	1,134	1,299	3,998	1,626	1,134	1,299	4,059	1,626	1,134	328	3,088	17,2%	9,7%	-60%	-3,5%	31,5%
Petite puissance	10,178	277	169	254	720	375	220	283	879	391	220	283	894	391	220	426	1,037	17,3%	9,8%	57,1%	24,8%	-13,8%
Moyenne puissance	20,344	456	382	109	916	617	305	222	1,145	642	606	222	1,170	642	306	485	1,433	17,3%	9,8%	120%	29,3%	-16,4%
Grande puissance	69,502	1,208	601	87	1,896	1,837	701	97	2,435	1,532	701	97	2,331	1,532	701	161	2,396	11,3%	9,8%	72%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	829	426	85	1,340	1,123	497	95	1,715	1,171	497	95	1,763	1,171	497	159	1,827	17,4%	9,8%	73%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	379	175	2	556	513	204	2	720	361	204	2	568	361	204	2	568	-2%	9,8%	9,7%	1%	0,0%
Autres Tarifs	3,961	73	40	108	221	90	47	121	268	101	47	121	269	101	47	46	194	16,4%	9,8%	-48%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	3,168	2,064	1,812	7,044	4,293	2,408	2,023	8,723	4,292	2,408	2,023	8,723	4,292	2,408	1,447	8,147	15,0%	9,8%	-16,9%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	162	242	39	443	219	282	43	545	388	282	43	714	388	282	43	714	59%	9,8%	9,8%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	3,330	2,306	1,851	7,487	4,512	2,690	2,066	9,268	4,681	2,690	2,066	9,437	4,681	2,690	1,490	8,861	17,1%	9,8%	-16%	9,8%	6,5%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,7%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%	17,1%	9,8%	-16,4%	9,8%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2001	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus cibles (¢/kWh)				Plan Strategique Revenus Prix Nets (¢/kWh)				Année 2001 Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,178	2,33	2,00	2,44	6,77	3,11	2,32	2,72	8,15	3,27	2,32	2,72	8,31	3,27	2,32	0,62	6,21	18,1%	9,8%	-64%	-5,0%	33,8%
Petite puissance	12,977	2,11	1,47	2,00	5,58	2,81	1,70	2,23	6,75	2,96	1,70	2,23	6,90	2,96	1,70	3,20	7,87	18,3%	9,8%	51,0%	24,2%	-12,3%
Moyenne puissance	22,799	1,96	1,15	0,89	4,00	2,60	1,34	1,00	4,94	2,75	1,34	1,00	5,08	2,75	1,34	2,05	6,14	18,3%	9,8%	111%	29,4%	-17,2%
Grande puissance	67,576	1,75	0,89	0,13	2,77	2,33	1,04	0,14	3,51	2,14	1,04	0,14	3,32	2,14	1,04	0,22	3,39	10,2%	9,8%	58%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	1,76	0,93	0,19	2,88	2,35	1,08	0,21	3,64	2,48	1,08	0,21	3,77	2,48	1,08	0,32	3,88	18,3%	9,8%	59%	17,6%	-2,8%
Contrats part	21,957	1,71	0,81	0,01	2,54	2,28	0,94	0,01	3,23	1,44	0,94	0,01	2,40	1,44	0,94	0,01	2,40	-7%	9,8%	9,7%	-3%	0,0%
Autres Tarifs	3,909	1,83	1,03	2,82	5,68	2,44	1,20	3,14	6,77	2,54	1,20	3,14	6,87	2,54	1,20	1,14	4,87	17,5%	9,8%	-51%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	1,99	1,33	1,19	4,51	2,66	1,54	1,33	5,53	2,66	1,54	1,33	5,53	2,66	1,54	0,88	5,09	15,1%	9,8%	-22%	7,2%	8,7%
Marché externe	12,400	1,44	1,97	0,31	3,71	1,91	2,28	0,34	4,54	2,46	2,28	0,34	5,09	2,46	2,28	0,34	5,09	33%	9,8%	9,8%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	1,95	1,38	1,12	4,45	2,60	1,60	1,25	5,45	2,65	1,60	1,25	5,50	2,65	1,60	0,84	5,09	16,1%	9,8%	-21%	8,0%	8,1%
		Rendement :				15,0%	9,8%	9,8%	12,6%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	16,1%	9,8%	21,5%	8,0%					
		Part de l'avoir propre :					25,0%	25,0%														
		Prix de la fourniture (¢/kWh) :								2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2002	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Revenus cibles (M$)				Plan Stratégique Revenus Prix fixés (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	40,727	1,150	972	1,164	3,201	1,565	1,134	1,290	3,989	1,626	1,134	1,290	4,050	1,626	1,134	329	3,089	17.2%	9.7%	-60%	-3.5%	31.5%
Petite puissance	13,175	277	189	264	730	375	200	280	870	391	220	283	894	391	220	426	1,037	17.3%	9.8%	57.1%	24.8%	-13.8%
Moyenne puissance	23,344	405	292	199	910	617	305	202	1,140	642	306	202	1,170	642	306	485	1,433	17.3%	9.8%	120%	29.3%	-18.4%
Grande puissance	69,533	1,208	601	87	1,896	1,637	701	97	2,435	1,532	701	97	2,331	1,532	701	161	2,395	11.3%	9.8%	72%	12.5%	-2.7%
Tarif L	47,294	819	426	85	1,340	1,125	497	95	1,715	1,171	497	95	1,763	1,171	497	159	1,827	17.4%	9.8%	73%	17.4%	-3.5%
Contrats part.	22,208	379	175	2	556	513	204	2	720	361	204	2	568	361	204	2	568	-2%	9.8%	9.7%	1%	0.0%
Autres Tarifs	3,081	73	49	100	221	99	47	121	268	101	47	121	269	101	47	46	194	16.4%	9.8%	-49%	-7%	38.5%
Marché interne	158,779	3,168	2,064	1,812	7,044	4,293	2,408	2,023	8,723	4,292	2,408	2,023	8,723	4,292	2,408	1,447	8,147	15.0%	9.8%	-16.9%	6.4%	7.1%
Marché externe	11,200	162	242	39	443	219	282	43	545	389	282	43	714	389	282	43	714	50%	9.8%	9.8%	32.2%	0.0%
Total net	170,929	3,330	2,306	1,851	7,487	4,512	2,690	2,066	9,268	4,331	2,690	2,066	9,437	4,681	2,690	1,490	8,861	17.1%	9.8%	-16%	9.8%	6.3%

Source: Hydro-Québec

IMPORTANT NOTE CONCERNING THE FOLLOWING PAGES

THE PAGES WHICH FOLLOW HAVE BEEN FILMED TWICE IN ORDER TO OBTAIN THE BEST REPRODUCTIVE QUALITY

USERS SHOULD CONSULT ALL THE PAGES REPRODUCED ON THE FICHE IN ORDER TO OBTAIN A COMPLETE READING OF THE TEXT.

REMARQUE IMPORTANTE CONCERNANT LES PAGES QUI SUIVENT

LES PAGES SUIVANTES ONT ÉTÉ REPRODUITES EN DOUBLE AFIN D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DE REPRODUCTION

LES UTILISATEURS DOIVENT CONSULTER TOUTES LES PAGES REPRODUITES SUR LA FICHE AFIN D'OBTENIR LA LECTURE DU TEXTE INTÉGRAL

micromedia
a division of IHS Canada

20 Victoria Street
Toronto, Ontario M5C 2N8
Tel.: (416) 362-5211
Toll Free: 1-800-387-2689
Fax: (416) 362-6161
Email: info@micromedia.on.ca

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base — **Année 2002**

[illegible]	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus [illegible] (¢/kWh)				Plan Strategique Revenus [illegible] (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	49,727	2,52	1,95	2,34	6,82	3,15	2,28	2,61	8,04	3,27	2,28	2,61	8,16	3,27	2,28	0,66	6,21	17,2%	9,7%	-60%	-3,5%	31,5%
[illegible]	[illegible]	2,13	1,41	1,83	[illegible]	[illegible]	1,67	2,15	6,67	2,67	1,67	2,16	[illegible]	2,67	1,67	3,24	7,87	17,3%	9,8%	57,1%	24,8%	-15,5%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,54	1,31	0,85	[illegible]	[illegible]	1,31	0,85	5,01	2,75	1,31	2,08	6,14	17,5%	9,8%	120%	28,3%	-18,4%
[illegible]	68,502	1,74	0,87	0,13	2,73	2,36	1,01	0,14	3,50	2,20	1,01	0,14	3,36	2,20	1,01	0,23	3,45	11,3%	9,8%	72%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	1,75	0,90	0,18	2,83	2,36	1,05	0,20	3,63	2,48	1,05	0,20	3,73	2,48	1,05	0,34	3,86	17,4%	9,8%	73%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	1,71	0,79	0,01	2,50	2,31	0,92	0,01	3,24	1,63	0,92	0,01	2,56	1,63	0,92	0,01	2,56	-2%	9,8%	9,7%	1%	0,0%
Autres tarifs	3,881	1,83	1,01	2,71	5,55	2,46	1,16	3,03	6,60	2,54	1,18	3,03	6,75	2,54	1,18	1,15	4,87	16,4%	9,8%	-48%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	1,98	1,29	1,13	4,41	2,69	1,51	1,27	5,46	2,69	1,51	1,27	5,46	2,69	1,51	0,91	5,10	15,0%	9,8%	-17%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	1,45	2,16	0,35	3,96	1,96	2,52	0,39	4,87	3,47	2,52	0,39	6,38	3,47	2,52	0,39	6,38	59%	9,8%	9,8%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	1,95	1,35	1,08	4,38	2,64	1,57	1,21	5,42	2,74	1,57	1,21	5,52	2,74	1,57	0,87	5,18	17,1%	9,8%	-16%	9,8%	6,5%
Rendement :						15,0%	9,8%	9,8%	12,7%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%	17,1%	9,8%	-16,4%	9,8%					
Part de l'avoir propre :							25,0%	25,0%														
Prix de la fourniture (¢/kWh) :										2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2003

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				Plan Strategique [illegible]				[illegible]				[illegible]
	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	50,284	1,167	961	1,144	3,272	1,617	1,122	1,277	4,017	1,548	1,122	1,277	4,045	1,645	1,122	365	3,122	15,9%	9,7%	-50%	-2,5%	29,6%
[illegible]	[illegible]	281	[illegible]	[illegible]	717	308	216	273	[illegible]	396	216	279	[illegible]	396	216	435	1,046	15,9%	9,8%	61,6%	24,6%	-14,8%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	644	335	[illegible]	[illegible]	694	305	220	1,179	654	[illegible]	500	[illegible]	[illegible]	9,8%	129%	28,5%	-19,2%
[illegible]	70,463	1,230	594	88	1,912	1,704	694	98	2,497	1,739	694	98	2,532	1,739	694	181	2,615	16,1%	9,8%	89%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	848	423	86	1,357	1,175	494	96	1,765	1,191	494	96	1,781	1,191	494	179	1,864	15,7%	9,7%	90%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	382	172	2	556	529	201	2	732	548	201	2	751	548	201	2	751	17%	9,8%	9,7%	15%	0,0%
[illegible]	4,035	76	40	106	220	103	48	116	267	102	48	118	267	102	46	48	197	14,9%	9,8%	-46%	-6%	35,8%
Marché interne	161,879	3,217	2,042	1,785	7,044	4,458	2,385	1,993	8,836	4,537	2,385	1,993	8,915	4,537	2,385	1,519	8,441	15,9%	9,8%	-12,4%	10,0%	5,6%
[illegible]	9,400	140	239	40	419	194	279	45	518	280	279	45	604	280	279	45	604	38%	9,8%	9,8%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	3,357	2,281	1,825	7,463	4,652	2,664	2,038	9,354	4,817	2,664	2,038	9,519	4,817	2,664	1,564	9,045	16,9%	9,8%	-12%	10,7%	5,2%
Rendement :						15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	16,9%	9,8%	-12,0%	10,7%					
Part de l'avoir propre :							25,0%	25,0%														
Prix de la fourniture (¢/kWh) :										2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base — **Année 2002**

Année 2002	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus cibles (¢/kWh)				Plan Stratégique Revenus Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,727	2,32	1,95	2,34	6,62	3,15	2,28	2,61	8,04	3,27	2,28	2,61	8,16	3,27	2,28	0,66	6,21	17,2%	9,7%	-60%	-3,5%	31,5%
Petite puissance	13,175	2,10	1,43	1,93	5,46	2,86	1,67	2,15	6,67	2,97	1,67	2,15	6,79	2,97	1,67	3,24	7,87	17,3%	9,8%	57,1%	24,8%	-13,8%
Moyenne puissance	23,344	1,95	1,12	0,85	3,93	2,64	1,31	0,95	4,90	2,75	1,31	0,95	5,01	2,75	1,31	2,08	6,14	17,3%	9,8%	120%	28,3%	-18,4%
Grande puissance	69,502	1,74	0,87	0,13	2,73	2,36	1,01	0,14	3,50	2,20	1,01	0,14	3,35	2,20	1,01	0,23	3,45	11,3%	9,8%	72%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	1,75	0,90	0,18	2,83	2,38	1,05	0,20	3,63	2,48	1,05	0,20	3,73	2,48	1,05	0,34	3,86	17,4%	9,8%	73%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	1,71	0,79	0,01	2,50	2,31	0,92	0,01	3,24	1,63	0,92	0,01	2,56	1,63	0,92	0,01	2,56	-2%	9,8%	9,7%	1%	0,0%
Autres Tarifs	3,981	1,83	1,01	2,71	5,56	2,48	1,18	3,03	6,69	2,54	1,18	3,03	6,75	2,54	1,18	1,15	4,87	16,4%	9,8%	-48%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	1,98	1,29	1,13	4,41	2,69	1,51	1,27	5,46	2,69	1,51	1,27	5,46	2,69	1,51	0,91	5,10	15,0%	9,8%	-17%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	1,45	2,16	0,35	3,96	1,96	2,52	0,39	4,87	3,47	2,52	0,39	6,38	3,47	2,52	0,39	6,38	59%	9,8%	9,8%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	1,95	1,35	1,08	4,38	2,64	1,57	1,21	5,42	2,74	1,57	1,21	5,52	2,74	1,57	0,67	5,18	17,1%	9,8%	-16%	9,6%	6,5%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,7%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%	17,1%	9,8%	-16,4%	9,8%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2003	Ventes (GWh)	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Revenus cibles (M$)				Plan Strategique Revenus Prix Note (M$)				Année 2003 Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,284	1,167	961	1,144	3,272	1,617	1,122	1,277	4,017	1,645	1,122	1,277	4,045	1,645	1,122	355	3,122	15,9%	9,7%	-58%	-2,5%	29,6%
Petite puissance	13,323	281	186	250	717	389	218	279	886	396	218	279	892	396	218	435	1,048	15,9%	9,8%	61,8%	24,6%	-14,8%
Moyenne puissance	23,778	485	281	197	923	644	305	220	1,169	654	305	220	1,179	654	305	500	1,459	15,8%	9,8%	129%	28,5%	-19,2%
Grande puissance	70,463	1,230	594	88	1,912	1,704	694	98	2,497	1,739	694	98	2,532	1,739	694	181	2,615	16,1%	9,8%	89%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	848	423	86	1,357	1,175	494	96	1,765	1,191	494	96	1,781	1,191	494	179	1,864	15,7%	9,7%	90%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	382	172	2	556	529	201	2	732	548	201	2	751	548	201	2	751	17%	9,8%	9,7%	15%	0,0%
Autres Tarifs	4,036	74	40	106	220	103	46	118	267	102	46	118	267	102	46	48	197	14,9%	9,8%	-45%	-6%	35,6%
Marché interne	161,879	3,217	2,042	1,785	7,044	4,456	2,385	1,993	8,836	4,537	2,385	1,993	8,915	4,537	2,385	1,519	8,441	15,9%	9,8%	-12,4%	10,0%	5,6%
Marché externe	9,400	140	239	40	419	194	279	45	518	280	279	45	604	280	279	45	604	39%	9,8%	9,8%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	3,357	2,281	1,825	7,463	4,652	2,664	2,038	9,354	4,817	2,664	2,038	9,519	4,817	2,664	1,564	9,045	16,9%	9,8%	-12%	10,7%	5,2%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	16,9%	9,8%	-12,0%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2003

Année 2003	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus ciblés (¢/kWh)				Plan Stratégique Revenus Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,264	2,32	1,91	2,28	6,51	3,22	2,23	2,54	7,99	3,27	2,23	2,54	8,04	3,27	2,23	0,71	6,21	15,9%	9,7%	-58%	-2,5%	29,6%
Petite puissance	15,323	2,11	1,40	1,88	5,38	2,92	1,63	2,10	6,65	2,97	1,63	2,10	6,70	2,97	1,63	3,26	7,87	15,9%	9,8%	61,8%	24,6%	-14,8%
Moyenne puissance	23,773	1,96	1,10	0,83	3,88	2,71	1,26	0,93	4,92	2,75	1,26	0,93	4,96	2,75	1,26	2,10	6,14	15,8%	9,8%	129%	28,5%	-19,2%
Grande puissance	70,463	1,75	0,84	0,12	2,71	2,42	0,99	0,14	3,54	2,47	0,99	0,14	3,59	2,47	0,99	0,26	3,71	16,1%	9,8%	89%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	1,76	0,88	0,18	2,82	2,44	1,03	0,20	3,67	2,47	1,03	0,20	3,70	2,47	1,03	0,37	3,87	15,7%	9,7%	90%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	1,71	0,77	0,01	2,49	2,37	0,90	0,01	3,28	2,46	0,90	0,01	3,36	2,46	0,90	0,01	3,36	17%	9,8%	9,7%	15%	0,0%
Autres Tarifs	4,036	1,83	0,98	2,83	5,44	2,54	1,15	2,93	6,62	2,54	1,15	2,93	6,62	2,54	1,15	1,20	4,88	14,9%	9,8%	-45%	-6%	35,6%
Marché interne	161,879	1,99	1,26	1,10	4,35	2,75	1,47	1,23	5,46	2,80	1,47	1,23	5,51	2,80	1,47	0,94	5,21	15,9%	9,8%	-12%	10,0%	5,6%
Marché externe	9,400	1,49	2,54	0,43	4,46	2,06	2,97	0,47	5,51	2,98	2,97	0,47	6,43	2,98	2,97	0,47	6,43	39%	9,8%	9,8%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	1,96	1,33	1,07	4,36	2,72	1,56	1,19	5,46	2,81	1,56	1,,9	5,56	2,81	1,56	0,91	5,28	16,9%	9,8%	-12%	10,7%	5,2%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	16,9%	9,8%	12,0%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2004																					
		Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Revenus cibles (M$)				Plan Stratégique Revenus Prix Note (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Année 2004	Ventes (GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,733	1,146	957	1,166	3,268	1,644	1,116	1,297	4,057	1,661	1,116	1,297	4,074	1,661	1,116	373	3,150	15,5%	9,8%	-59%	-1,9%	29,3%
Petite puissance	15,467	276	187	251	714	396	216	279	893	400	218	279	897	400	218	443	1,060	15,5%	9,8%	65,7%	24,6%	-15,4%
Moyenne puissance	26,171	460	283	204	826	660	306	226	1,192	664	306	226	1,197	664	306	513	1,484	15,3%	9,8%	132%	27,7%	-19,4%
Grande puissance	71,603	1,216	597	90	1,903	1,744	696	100	2,541	1,817	696	100	2,613	1,817	696	195	2,708	17,1%	9,8%	103%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	842	427	88	1,357	1,208	498	98	1,803	1,216	498	98	1,811	1,216	498	193	1,906	15,3%	9,8%	105%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	374	170	2	546	536	199	2	737	601	199	2	802	601	199	2	802	21%	9,8%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	73	40	108	221	105	46	120	271	104	46	120	271	104	46	50	200	14,6%	9,8%	-46%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	3,171	2,043	1,817	7,031	4,548	2,383	2,023	8,954	4,645	2,383	2,023	9,051	4,645	2,383	1,574	8,602	16,1%	9,8%	-11,5%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	104	239	39	382	149	279	43	471	152	279	43	474	152	279	43	474	16%	9,7%	9,8%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	3,275	2,282	1,856	7,413	4,697	2,661	2,066	9,425	4,797	2,661	2,066	9,525	4,797	2,661	1,617	9,076	16,1%	9,8%	-11%	10,7%	4,9%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%	16,1%	9,8%	11,1%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2003

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				Plan Strategique [illegible]				[illegible]				[illegible]
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,54	7,99	3,27	2,23	2,54	8,04	3,27	2,23	0,71	6,21	15,9%	9,7%	[illegible]	-2,9%	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	61,8%	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	70,455	1,76	[illegible]	0,13	2,71	2,42	[illegible]	0,14	3,54	2,47	[illegible]	0,14	3,59	2,47	[illegible]	[illegible]	3,71	16,1%	9,8%	89%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	1,76	0,88	0,18	2,82	2,44	1,03	0,20	3,67	2,47	1,03	0,20	3,70	2,47	1,03	0,37	3,87	15,7%	9,7%	90%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	1,71	0,77	0,01	2,49	2,37	0,90	0,01	3,28	2,46	0,90	0,01	3,36	2,46	0,90	0,01	3,36	17%	9,8%	9,7%	15%	0,0%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	5,44	[illegible]	1,15	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,15	[illegible]	[illegible]	2,04	1,10	1,20	[illegible]	14,0%	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Marché interne	161,879	1,99	1,26	1,10	4,35	2,75	1,47	1,23	5,46	2,80	1,47	1,23	5,51	2,80	1,47	0,94	5,21	15,9%	9,8%	-12%	10,0%	5,6%
[illegible]	9,460	1,49	2,54	0,43	4,46	2,08	2,97	0,47	5,51	2,98	2,97	0,47	6,43	2,98	2,97	0,47	6,43	39%	9,8%	9,8%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	1,96	1,33	1,07	4,36	2,72	1,58	1,19	5,46	2,81	1,58	1,19	5,58	2,81	1,58	0,91	5,28	16,9%	9,8%	-12%	10,7%	5,2%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	16,9%	9,8%	-12,0%	10,7%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														
					Prix de la fourniture (¢/kWh) :					2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

													Plan Stratégique				Année 2004			
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
	71,603	1,316	587	80	1,983	1,744	668	100	2,541	1,817	696	100	2,613	1,817	696	195	2,708	17,1%	9,8%	103%	17,3%	-3,8%
Tarif L	49,196	842	427	88	1,357	1,208	498	98	1,803	1,216	498	98	1,811	1,216	498	193	1,906	15,3%	9,8%	105%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	374	170	2	546	536	199	2	737	601	199	2	802	601	199	2	802	21%	9,8%	9,7%	19%	0,0%
Marché interne	164,076	3,171	2,043	1,817	7,031	4,548	2,383	2,023	8,954	4,645	2,383	2,023	9,051	4,645	2,383	1,574	8,602	16,1%	9,8%	-11,5%	10,6%	5,2%
	6,800	104	239	39	382	149	279	43	471	152	279	43	474	152	279	43	474	16%	9,7%	9,8%	12%	0,0%
	170,876	3,275	2,282	1,856	7,413	4,697	2,661	2,066	9,425	4,797	2,661	2,066	9,525	4,797	2,661	1,617	9,076	16,1%	9,8%	-11%	10,7%	4,9%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,0%	16,1%	9,8%	-11,1%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe A

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2004

Année 2004	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Coûts + Rendement (¢/kWh) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Revenus ciblés (¢/kWh) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Plan Strategique Revenus Prix Nets (¢/kWh) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Rendement Avoir propre (%) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Écart (%) Total
[illegible]	50,735	2,28	1,86	2,30	6,44	3,24	2,20	2,56	8,00	3,27	2,20	2,56	8,03	3,27	2,20	0,74	6,21	15,5%	9,8%	-50%	-1,9%	29,3%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,62	[illegible]	[illegible]	2,57	1,62	[illegible]	[illegible]	2,57	[illegible]	[illegible]	7,87	15,5%	9,8%	65,7%	24,6%	-16,4%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,27	[illegible]	[illegible]	2,75	[illegible]	[illegible]	[illegible]	16,3%	9,8%	132%	27,7%	-19,4%
Grande puissance	71,605	1,70	0,83	0,15	2,68	2,44	0,97	0,14	3,55	3,54	0,97	0,14	3,65	2,54	0,97	0,27	3,78	17,1%	9,8%	103%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	1,71	0,87	0,18	2,76	2,46	1,01	0,20	3,67	2,47	1,01	0,20	3,68	2,47	1,01	0,39	3,87	15,3%	9,8%	105%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	1,67	0,76	0,01	2,44	2,39	0,89	0,01	3,29	2,68	0,89	0,01	3,58	2,68	0,89	0,01	3,58	21%	9,8%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	1,76	0,97	2,82	[illegible]	2,55	1,13	2,93	6,82	2,54	1,13	2,93	6,80	2,54	1,13	1,21	4,88	14,6%	9,8%	-48%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	1,93	1,25	1,11	4,29	2,77	1,45	1,23	5,46	2,83	1,45	1,23	5,52	2,83	1,45	0,96	5,24	16,1%	9,8%	-12%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	1,53	3,51	0,57	5,62	2,19	4,10	0,64	6,93	2,23	4,10	0,64	6,97	2,23	4,10	0,64	6,97	16%	9,7%	5,8%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	1,92	1,34	1,09	4,34	2,75	1,56	1,21	5,52	2,81	1,56	1,21	5,57	2,81	1,56	0,95	5,31	16,1%	9,8%	-11%	10,7%	4,9%
Rendement :						15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%	16,1%	9,8%	-11,1%	10,7%					
Part de l'avoir propre :							25,0%	25,0%														
Prix de la fourniture (¢/kWh) :										2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2000

Année 2000	Ventes	Coûts ($M)				Coûts + Rendement ($M)				Prix affichés ($M)				Revenus Prix fixes ($M)?				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	48,047	1,172	1,018	1,228	3,41[illegible]	1,411	1,177	1,362	3,950	1,598	1,177	1,362	4,137	1,411	1,177	452	3,039	10,0%	9,75%	-55%	-8,9%	36,1%
[illegible]	[illegible]	277	[illegible]	[illegible]	[illegible]	334	227	295	[illegible]	280	227	295	801	334	227	450	1,010	10,0%	9,75%	60,6%	23,0%	-10,8%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	537	310	230	1,077	613	310	230	1,153	537	310	526	1,373	10,0%	9,75%	134%	28,7%	-16,0%
Grande puissance	66,761	1,119	584	87	1,790	1,347	675	97	2,119	1,319	675	97	2,090	1,192	675	253	2,120	3,2%	9,75%	166%	10,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	734	398	85	1,217	884	460	95	1,438	1,010	460	95	1,564	884	460	251	1,594	10,0%	9,75%	169%	16,9%	-1,9%
Contrats part.	22,028	385	186	2	573	463	215	2	681	309	215	2	526	309	215	2	526	-10%	9,75%	9,7%	-4%	0,0%
Autres Tarifs	3,584	74	42	115	231	89	48	128	265	100	48	126	276	89	48	55	192	10,0%	9,75%	-46%	-11%	43,7%
Marché interne	150,857	3,088	2,108	1,899	7,095	3,717	2,437	2,112	8,266	4,008	2,437	2,112	8,557	3,562	2,437	1,735	7,734	7,5%	9,75%	-7,5%	5,4%	10,6%
Marché externe	17,800	246	247	37	530	296	286	41	623	401	286	41	728	401	286	41	728	30,9%	9,75%	9,75%	21,1%	0,0%
Total HQ	168,457	3,334	2,355	1,936	7,625	4,013	2,722	2,153	8,889	4,409	2,722	2,153	9,285	3,964	2,722	1,776	8,462	9,3%	9,75%	-7,2%	6,5%	9,7%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%	9,3%	9,8%	-7,2%	6,5%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe A — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec (tarifs et interfinancement actuel) Année 2000-2004

1.1 Scénario de base

Année 2004

Année 2004	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Revenus cibles (¢/kWh)				Plan Strategique Revenus Prix Hors (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,733	2,26	1,89	2,30	6,44	3,24	2,20	2,56	8,00	3,27	2,20	2,56	8,03	3,27	2,20	0,74	6,21	15,5%	9,8%	-69%	-1,9%	29,3%
Petite puissance	19,467	2,05	1,38	1,86	5,30	2,94	1,62	2,08	6,63	2,97	1,62	2,08	6,66	2,97	1,62	3,29	7,87	15,5%	9,8%	65,7%	24,6%	-15,4%
Moyenne puissance	24,171	1,90	1,09	0,84	3,83	2,73	1,27	0,94	4,93	2,76	1,27	0,94	4,96	2,76	1,27	2,12	6,14	15,3%	9,8%	132%	27,7%	-19,4%
Grande puissance	71,603	1,70	0,83	0,13	2,66	2,44	0,97	0,14	3,56	2,54	0,97	0,14	3,65	2,54	0,97	0,27	3,78	17,1%	9,8%	103%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	1,71	0,87	0,18	2,76	2,46	1,01	0,20	3,67	2,47	1,01	0,20	3,68	2,47	1,01	0,39	3,87	15,3%	9,8%	100%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	1,67	0,76	0,01	2,44	2,39	0,89	0,01	3,29	2,68	0,89	0,01	3,58	2,68	0,89	0,01	3,58	21%	9,8%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	1,78	0,97	2,63	5,38	2,56	1,13	2,93	6,62	2,54	1,13	2,93	6,60	2,54	1,13	1,21	4,88	14,6%	9,8%	-46%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	1,93	1,25	1,11	4,29	2,77	1,45	1,23	5,46	2,83	1,45	1,23	5,52	2,83	1,45	0,96	5,24	16,1%	9,8%	-12%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	1,53	3,51	0,57	5,62	2,19	4,10	0,64	6,93	2,23	4,10	0,64	6,97	2,23	4,10	0,64	6,97	16%	9,7%	9,8%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	1,92	1,34	1,09	4,34	2,75	1,56	1,21	5,52	2,81	1,56	1,21	5,57	2,81	1,56	0,95	5,31	16,1%	9,8%	-11%	10,7%	4,9%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%	16,1%	9,8%	11,1%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														
				Prix de la fourniture (¢/kWh) :						2,79												

Source: Hydro-Québec

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2000

Année 2000	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cibles (M$)				Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Sc. Q1 15 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	48,947	1,172	1,018	1,225	3,415	1,411	1,177	1,362	3,950	1,598	1,177	1,362	4,137	1,411	1,177	452	3,039	10.0%	9.75%	-55%	-6.9%	36.1%
Petite puissance	12,838	277	196	265	738	334	227	295	855	360	227	295	901	334	227	450	1,010	10.0%	9.75%	60.6%	23.0%	-10.8%
Moyenne puissance	22,357	446	288	207	921	537	310	230	1,077	613	310	230	1,153	537	310	526	1,373	10.0%	9.75%	134%	28.7%	-16.0%
Grande puissance	62,761	1,119	584	87	1,790	1,347	675	97	2,119	1,319	675	97	2,090	1,192	675	253	2,120	3.2%	9.75%	166%	10.0%	-1.4%
Tarif L	40,733	734	398	85	1,217	884	460	95	1,438	1,010	460	95	1,564	884	460	251	1,594	10.0%	9.75%	169%	16.9%	-1.9%
Contrats part.	22,028	385	186	2	573	463	215	2	681	309	215	2	526	309	215	2	526	-10%	9.75%	9.7%	-4%	0.0%
Autres Tarifs	3,954	74	42	115	231	89	48	128	265	100	48	128	276	89	48	55	192	10.0%	9.75%	-46%	-11%	43.7%
Marché interne	150,857	3,088	2,108	1,899	7,095	3,717	2,437	2,112	8,266	4,008	2,437	2,112	8,557	3,562	2,437	1,735	7,734	7.5%	9.75%	-7.5%	5.4%	10.6%
Marché externe	17,600	246	247	37	530	296	286	41	623	401	286	41	728	401	286	41	728	30.9%	9.75%	9.75%	21.1%	0.0%
Total HQ	168,457	3,334	2,355	1,936	7,625	4,013	2,722	2,153	8,889	4,409	2,722	2,153	9,285	3,964	2,722	1,776	8,462	9.3%	9.75%	-7.2%	6.5%	9.7%
				Rendement :		10.0%	9.8%	9.8%	9.9%	15.8%	9.7%	9.8%	13.0%	9.3%	9.8%	-7.2%	6.5%					
				Part de l'avoir propre :			25.0%	25.0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2000	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Année 2000 Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Sc. G1 18 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	48,947	2,39	2,08	2,50	6,98	2,86	2,40	2,78	8,07	3,26	2,40	2,78	8,45	2,88	2,40	0,92	6,21	10,0%	9,75%	-55%	-6,9%	36,1%
Petite puissance	12,838	2,16	1,53	2,06	5,75	2,60	1,77	2,30	6,66	2,96	1,77	2,30	7,02	2,60	1,77	3,50	7,87	10,0%	9,75%	60,6%	23,0%	-10,8%
Moyenne puissance	22,357	1,99	1,20	0,93	4,12	2,40	1,39	1,03	4,82	2,74	1,39	1,03	5,16	2,40	1,39	2,35	6,14	10,0%	9,75%	134%	28,7%	-16,0%
Grande puissance	62,761	1,78	0,93	0,14	2,85	2,15	1,08	0,15	3,38	2,10	1,08	0,15	3,33	1,90	1,08	0,40	3,38	3,2%	9,75%	166%	10,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	1,80	0,98	0,21	2,99	2,17	1,13	0,23	3,53	2,48	1,13	0,23	3,84	2,17	1,13	0,62	3,91	10,0%	9,75%	169%	16,9%	-1,9%
Contrats part.	22,028	1,75	0,85	0,01	2,60	2,10	0,98	0,01	3,09	1,40	0,98	0,01	2,39	1,40	0,98	0,01	2,39	-10%	9,75%	9,7%	-4%	0,0%
Autres Tarifs	3,954	1,87	1,06	2,91	5,84	2,25	1,22	3,23	6,71	2,52	1,22	3,23	6,98	2,25	1,22	1,38	4,86	10,0%	9,75%	-46%	-11%	43,7%
Marché interne	150,857	2,05	1,40	1,26	4,70	2,46	1,62	1,40	5,48	2,66	1,62	1,40	5,67	2,36	1,62	1,15	5,13	7,5%	9,75%	-7,5%	5,4%	10,6%
Marché externe	17,600	1,40	1,40	0,21	3,01	1,68	1,62	0,23	3,54	2,28	1,62	0,23	4,14	2,28	1,62	0,23	4,14	30,9%	9,75%	9,75%	21,1%	0,0%
Total HQ	168,457	1,98	1,40	1,15	4,53	2,38	1,62	1,28	5,28	2,62	1,62	1,28	5,51	2,35	1,62	1,05	5,02	9,3%	9,75%	-7,2%	6,5%	9,7%
				Rendement :		10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%	9,3%	9,8%	-7,2%	6,5%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2001	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cibles (M$)				Revenus Nets (M$)				Année 2001				
Se. G1 15 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Rendement Avoir propre (%) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Écart (%) Total
Domestique	49,178	1,148	984	1,199	3,331	1,402	1,143	1,336	3,880	1,607	1,143	1,336	4,086	1,402	1,143	509	3,054	10,0%	9,75%	-49%	-5,0%	33,8%
Petite puissance	12,077	274	190	260	724	335	221	290	845	385	221	290	895	335	221	466	1,021	10,0%	9,75%	67,4%	24,2%	-12,3%
Moyenne puissance	22,799	446	263	204	913	545	305	227	1,077	627	305	227	1,159	545	305	550	1,400	10,0%	9,75%	145%	29,4%	-17,2%
Grande puissance	67,576	1,181	603	87	1,871	1,442	700	97	2,239	1,447	700	97	2,244	1,299	700	295	2,294	4,5%	9,75%	202%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	805	424	85	1,314	983	493	95	1,570	1,130	493	95	1,718	983	493	292	1,768	10,0%	9,75%	205%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	376	179	2	557	459	207	2	669	316	207	2	526	316	207	2	526	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
Autres Tarifs	3,939	72	41	111	224	88	47	124	259	100	47	124	271	88	47	57	192	10,0%	9,75%	-42%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	3,121	2,081	1,861	7,063	3,811	2,416	2,073	8,300	4,166	2,416	2,073	8,655	3,368	2,416	1,877	7,961	7,9%	9,75%	0,7%	7,2%	8,7%
Marché externe	12,400	178	244	38	460	217	283	42	543	305	283	42	631	305	283	42	631	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	3,299	2,325	1,899	7,523	4,028	2,700	2,116	8,843	4,471	2,700	2,116	9,286	3,973	2,700	1,919	8,592	9,3%	9,75%	0,9%	8,0%	8,1%
				Rendement :		10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	9,3%	9,8%	0,9%	8,0%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2000

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,06	2,50	[illegible]	[illegible]	2,40	2,78	8,07	3,29	2,40	2,78	8,45	[illegible]	2,40	0,92	6,21	10,0%	9,75%	-55%	-6,9%	38,1%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,77	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,77	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,77	[illegible]	7,57	10,0%	[illegible]	[illegible]	23,0%	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	9,75%	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	1,76	[illegible]	0,14	[illegible]	2,15	1,08	0,15	3,38	2,10	1,08	0,15	3,33	1,90	1,08	0,40	3,38	3,2%	9,75%	166%	10,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	1,80	0,98	0,21	2,99	2,17	1,13	0,23	3,53	2,48	1,13	0,23	3,84	2,17	1,13	0,62	3,91	10,0%	9,75%	169%	16,9%	-1,9%
Contrats part.	22,028	1,75	0,85	0,01	2,60	2,10	0,98	0,01	3,09	1,40	0,98	0,01	2,39	1,40	0,98	0,01	2,39	-10%	9,75%	9,7%	-4%	0,0%
[illegible]	[illegible]	1,87	1,06	2,91	5,84	2,25	1,22	3,23	6,71	2,52	1,22	3,23	6,98	2,25	1,22	1,38	4,86	10,0%	9,75%	-46%	-11%	43,7%
Marché interne	150,857	2,05	1,40	1,26	4,70	2,46	1,62	1,40	5,48	2,66	1,62	1,40	5,67	2,36	1,62	1,15	5,13	7,5%	9,75%	-7,5%	5,4%	10,6%
Marché externe	17,600	1,40	1,40	0,21	3,01	1,68	1,62	0,23	3,54	2,28	1,62	0,23	4,14	2,28	1,62	0,23	4,14	30,9%	9,75%	9,75%	21,1%	0,0%
Total HQ	168,457	1,98	1,40	1,15	4,53	2,38	1,62	1,28	5,28	2,62	1,62	1,28	5,51	2,35	1,62	1,05	5,02	9,3%	9,75%	-7,2%	6,5%	9,7%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%	9,3%	9,8%	-7,2%	6,5%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Annexe B — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement — **Année 2001**

[illegible]	[illegible]	Coûts ($M)				Coûts + Rendement ($M)				[illegible]				[illegible]				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,143	[illegible]	[illegible]	1,607	1,143	[illegible]	4,088	1,402	1,143	[illegible]	3,054	10,0%	9,75%	-49%	-5,0%	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	10,0%	9,75%	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	10,0%	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	67,576	1,181	[illegible]	87	[illegible]	1,442	700	97	[illegible]	1,447	700	97	2,244	[illegible]	700	[illegible]	[illegible]	4,5%	9,75%	202%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	805	424	85	1,314	983	493	95	1,570	1,130	493	95	1,718	983	493	292	1,768	10,0%	9,75%	205%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	376	179	2	557	459	207	2	669	316	207	2	526	316	207	2	526	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
[illegible]	[illegible]	72	41	111	[illegible]	[illegible]	47	124	[illegible]	100	47	124	271	[illegible]	47	57	192	10,0%	9,75%	-42%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	3,121	2,081	1,861	7,063	3,811	2,416	2,073	8,300	4,166	2,416	2,073	8,655	3,668	2,416	1,877	7,961	7,9%	9,75%	0,7%	7,2%	8,7%
[illegible]	12,400	176	244	39	460	217	283	42	543	305	283	42	631	305	283	42	631	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
[illegible]	[illegible]	3,299	2,325	[illegible]	7,523	4,028	2,700	2,116	8,843	4,471	2,700	2,115	9,286	3,973	2,700	1,919	8,592	9,3%	9,75%	0,9%	8,0%	8,1%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	9,3%	9,8%	0,9%	8,0%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B **Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)**

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement **Année 2001**

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				Écart (%)
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	48,178	2,33	2,00	2,44	6,77	2,85	2,32	2,72	7,89	3,27	2,32	2,72	8,31	2,85	2,32	1,04	6,21	10,0%	9,75%	-49%	-5,0%	33,8%
[illegible]	[illegible]	2,11	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,70	[illegible]	6,51	[illegible]	1,70	2,23	6,90	[illegible]	1,70	[illegible]	7,87	10,0%	9,75%	67,4%	24,2%	-12,3%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,15	[illegible]	4,00	[illegible]	1,34	1,00	[illegible]	[illegible]	1,34	1,00	5,08	[illegible]	1,34	2,41	6,14	10,0%	9,75%	145%	[illegible]	-17,2%
[illegible]	67,576	1,75	0,89	0,13	2,77	2,13	1,04	0,14	3,31	2,14	1,04	0,14	3,32	1,92	1,04	0,44	3,39	4,5%	9,75%	202%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	1,76	0,93	0,19	2,88	2,15	1,08	0,21	3,44	2,48	1,08	0,21	3,77	2,15	1,08	0,64	3,88	10,0%	9,75%	205%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	1,71	0,81	0,01	2,54	2,09	0,94	0,01	3,05	1,44	0,94	0,01	2,40	1,44	0,94	0,01	2,40	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
[illegible]	[illegible]	1,83	1,03	2,82	[illegible]	2,23	1,20	3,14	6,57	2,54	1,20	3,14	6,87	2,23	1,20	1,44	4,87	10,0%	9,75%	-42%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	1,99	1,33	1,19	4,51	2,44	1,54	1,33	5,30	2,66	1,54	1,33	5,53	2,34	1,54	1,20	5,09	7,9%	9,75%	0,7%	7,2%	8,7%
[illegible]	12,400	1,44	1,97	0,31	3,71	1,75	2,28	0,34	4,38	2,46	2,28	0,34	5,09	2,46	2,28	0,34	5,09	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	1,95	1,38	1,12	4,45	2,39	1,60	1,25	5,24	2,65	1,60	1,25	5,50	2,35	1,60	1,14	5,09	9,3%	9,75%	0,9%	8,0%	8,1%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	9,3%	9,8%	0,9%	8,0%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2002

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	48,727	1,185	972	1,164	3,281	1,429	[illegible]	1,299	3,861	1,826	1,134	1,299	4,059	1,428	1,134	526	3,088	10,0%	9,75%	-46%	-3,5%	31,6%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	391	220	268	884	343	220	474	1,007	10,0%	9,75%	73,0%	24,8%	-13,5%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,091	842	306	222	1,779	583	306	584	1,488	10,0%	9,75%	164%	38,2%	-16,6%
[illegible]	68,032	1,208	601	87	1,896	1,494	701	97	2,292	1,532	701	97	2,331	1,387	701	307	2,395	6,2%	9,75%	214%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	829	426	85	1,340	1,025	497	95	1,617	1,171	497	95	1,763	1,025	497	305	1,827	10,0%	9,75%	218%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	379	175	2	556	469	204	2	675	361	204	2	568	361	204	2	568	-2%	9,75%	9,7%	1%	0,0%
[illegible]	3,691	73	40	108	221	90	47	121	258	101	47	121	269	90	47	57	194	10,0%	9,75%	-40%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	3,168	2,064	1,812	7,044	3,918	2,408	2,023	8,348	4,292	2,408	2,023	8,723	3,810	2,408	1,929	8,147	8,6%	9,75%	5,4%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	162	242	39	443	200	282	43	526	388	282	43	714	388	282	43	714	59%	9,75%	9,75%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	3,330	2,306	1,851	7,487	4,118	2,690	2,066	8,874	4,681	2,690	2,066	9,437	4,199	2,690	1,972	8,861	11,0%	9,75%	5,5%	9,8%	6,5%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%	11,0%	9,8%	5,5%	9,8%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement — **Année 2001**

Année 2001	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
En G1 15 oct 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,178	2,33	2,00	2,44	6,77	2,85	2,32	2,72	7,89	3,27	2,32	2,72	8,31	2,85	2,32	1,04	6,21	10,0%	9,75%	-49%	-5,0%	33,8%
Petits [illegible]	12,977	2,11	1,47	2,00	5,58	2,58	1,70	2,23	6,51	2,96	1,70	2,23	6,90	2,58	1,70	3,59	7,87	10,0%	9,75%	67,4%	24,2%	-12,3%
[illegible]	22,799	1,96	1,15	0,89	4,00	2,39	1,34	1,00	4,72	2,75	1,34	1,00	5,08	2,39	1,34	2,41	6,14	10,0%	9,75%	145%	29,4%	-17,2%
Grande [illegible]	67,576	1,75	0,89	0,13	2,77	2,13	1,04	0,14	3,31	2,14	1,04	0,14	3,32	1,92	1,04	0,44	3,39	4,5%	9,75%	202%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	1,76	0,93	0,19	2,88	2,15	1,08	0,21	3,44	2,48	1,08	0,21	3,77	2,15	1,08	0,64	3,88	10,0%	9,75%	205%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	1,71	0,81	0,01	2,54	2,09	0,94	0,01	3,05	1,44	0,94	0,01	2,40	1,44	0,94	0,01	2,40	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
Autres Tarifs	3,939	1,83	1,03	2,82	5,68	2,23	1,20	3,14	6,57	2,54	1,20	3,14	6,87	2,23	1,20	1,44	4,87	10,0%	9,75%	-42%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	1,99	1,33	1,19	4,51	2,44	1,54	1,33	5,30	2,66	1,54	1,33	5,53	2,34	1,54	1,20	5,09	7,9%	9,75%	0,7%	7,2%	8,7%
Marché externe	12,400	1,44	1,97	0,31	3,71	1,75	2,28	0,34	4,38	2,46	2,28	0,34	5,09	2,46	2,28	0,34	5,09	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	1,95	1,38	1,12	4,45	2,39	1,60	1,25	5,24	2,65	1,60	1,25	5,50	2,35	1,60	1,14	5,09	9,3%	9,75%	0,9%	8,0%	8,1%
				Rendement :		10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%	9,3%	9,8%	0,9%	8,0%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2002

Année 2002	Ventes	Coûts ($M)				Coûts + Rendement ($M)				Prix cibles ($M)				Revenus Prix Nets ($M)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
En G$ 19 août 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	46,727	1,155	972	1,164	3,291	1,428	1,134	1,299	3,861	1,626	1,134	1,299	4,059	1,428	1,134	526	3,088	10.0%	9.75%	-46%	-3.5%	31.5%
Petite puissance	13,176	277	189	264	720	343	220	283	846	391	220	283	894	343	220	474	1,037	10.0%	9.75%	73.0%	24.8%	-13.8%
Moyenne puissance	25,344	455	262	199	916	563	306	222	1,091	642	306	222	1,170	583	306	564	1,433	10.0%	9.75%	154%	29.3%	-18.4%
Grande puissance	59,502	1,208	601	87	1,896	1,494	701	97	2,292	1,532	701	97	2,331	1,387	701	307	2,395	6.2%	9.75%	214%	12.5%	-2.7%
Tarif L	47,294	829	426	85	1,340	1,025	497	95	1,617	1,171	497	95	1,763	1,025	497	305	1,827	10.0%	9.75%	218%	17.4%	-3.5%
Contrats part.	22,208	379	175	2	556	469	204	2	675	361	204	2	568	361	204	2	568	-2%	9.75%	9.7%	1%	0.0%
Autres Tarifs	3,961	73	40	106	221	90	47	121	258	101	47	121	269	90	47	57	194	10.0%	9.75%	-40%	-7%	38.5%
Marché interne	159,729	3,168	2,064	1,812	7,044	3,918	2,408	2,023	8,348	4,292	2,408	2,023	8,723	3,810	2,408	1,929	8,147	8.6%	9.75%	5.4%	8.4%	7.1%
Marché externe	11,200	162	242	39	443	200	282	43	526	388	282	43	714	388	282	43	714	59%	9.75%	9.75%	32.2%	0.0%
Total HQ	170,929	3,330	2,306	1,851	7,487	4,118	2,690	2,066	8,874	4,681	2,690	2,066	9,437	4,199	2,690	1,972	8,861	11.0%	9.75%	5.5%	9.8%	6.5%
				Rendement :		10.0%	9.8%	9.8%	9.9%	17.1%	9.7%	9.8%	13.9%	11.0%	9.8%	5.5%	9.8%					
				Part de l'avoir propre :			25.0%	25.0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2002

Année 2002 Bc. G1 19 oct. 99	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,727	2,32	1,95	2,34	6,62	2,87	2,28	2,61	7,76	3,27	2,28	2,61	8,16	2,87	2,28	1,06	6,21	10,0%	9,75%	-46%	-3,5%	31,5%
Petite puissance	13,175	2,10	1,43	1,93	5,46	2,60	1,67	2,15	6,42	2,87	1,67	2,15	6,79	2,60	1,67	3,60	7,87	10,0%	9,75%	73,0%	24,8%	-13,6%
Moyenne puissance	23,344	1,96	1,12	0,85	3,93	2,41	1,31	0,96	4,67	2,75	1,31	0,96	5,01	2,41	1,31	2,42	6,14	10,0%	9,75%	154%	29,3%	-18,4%
Grande puissance	69,502	1,74	0,87	0,13	2,73	2,15	1,01	0,14	3,30	2,20	1,01	0,14	3,35	2,00	1,01	0,44	3,45	6,2%	9,75%	214%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	1,75	0,90	0,18	2,83	2,17	1,05	0,20	3,42	2,48	1,05	0,20	3,73	2,17	1,05	0,64	3,86	10,0%	9,75%	218%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	1,71	0,79	0,01	2,50	2,11	0,92	0,01	3,04	1,63	0,92	0,01	2,56	1,63	0,92	0,01	2,56	-2%	9,75%	9,7%	1%	0,0%
Autres Tarifs	3,981	1,83	1,01	2,71	5,56	2,27	1,18	3,03	6,47	2,54	1,18	3,03	6,75	2,27	1,18	1,43	4,87	10,0%	9,75%	-40%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	1,98	1,29	1,13	4,41	2,45	1,51	1,27	5,23	2,69	1,51	1,27	5,46	2,39	1,51	1,21	5,10	8,6%	9,75%	5,4%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	1,45	2,16	0,35	3,96	1,79	2,52	0,39	4,70	3,47	2,52	0,39	6,38	3,47	2,52	0,39	6,38	59%	9,75%	9,75%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	1,95	1,35	1,06	4,38	2,41	1,57	1,21	5,19	2,74	1,57	1,21	5,52	2,40	1,57	1,15	5,18	11,0%	9,75%	5,5%	9,8%	6,5%
						Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%	11,0%	9,8%	5,5%	9,8%				
						Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%													

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement — **Année 2003**

Année 2003	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cibles (M$)				Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
En G1 16 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,264	1,167	961	1,144	3,272	1,467	1,122	1,277	3,867	1,645	1,122	1,277	4,045	1,467	1,122	533	3,122	10,0%	9,75%	-45%	-2,5%	29,6%
Petite puissance	13,323	281	186	250	717	353	218	279	850	396	218	279	892	353	218	477	1,048	10,0%	9,75%	75,9%	24,6%	-14,8%
Moyenne puissance	23,773	465	261	197	923	585	305	220	1,109	654	305	220	1,179	585	305	570	1,459	10,0%	9,75%	159%	28,5%	-19,2%
Grande puissance	70,463	1,230	594	88	1,912	1,546	694	98	2,339	1,739	694	98	2,532	1,614	694	307	2,615	12,1%	9,75%	208%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	848	423	86	1,357	1,066	494	96	1,656	1,191	494	96	1,781	1,066	494	304	1,864	10,0%	9,75%	212%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	382	172	2	556	480	201	2	683	548	201	2	751	548	201	2	751	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
Autres Tarifs	4,036	74	40	106	220	93	46	118	258	102	46	118	267	93	46	58	197	10,0%	9,75%	-38%	-6%	35,6%
Marché interne	161,879	3,217	2,042	1,785	7,044	4,044	2,385	1,993	8,423	4,537	2,385	1,993	8,915	4,112	2,385	1,944	8,441	10,8%	9,75%	7,4%	10,0%	5,6%
Marché externe	9,400	140	239	40	419	176	279	45	500	280	279	45	604	280	279	45	604	39%	9,75%	9,75%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	3,357	2,281	1,825	7,463	4,220	2,664	2,038	8,923	4,817	2,664	2,038	9,519	4,392	2,664	1,988	9,045	12,0%	9,75%	7,5%	10,7%	5,2%
				Rendement :		10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	12,0%	9,8%	7,5%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B **Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)**

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2002

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,87	2,28	2,61	7,76	3,27	2,28	2,61	8,16	2,87	2,28	1,06	6,21	10,0%	9,75%	-46%	-3,5%	31,5%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,60	1,67	[illegible]	7,87	10,0%	9,75%	73,0%	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,41	1,31	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,51	[illegible]	[illegible]	2,41	1,31	2,42	6,14	[illegible]	9,75%	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Grande puissance	69,502	1,74	0,87	0,13	2,73	2,15	1,01	0,14	3,30	2,20	1,01	0,14	3,36	2,00	1,01	0,44	3,45	6,2%	9,75%	214%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	1,75	0,90	0,18	2,83	2,17	1,05	0,20	3,42	2,48	1,05	0,20	3,73	2,17	1,05	0,64	3,86	10,0%	9,75%	218%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	1,71	0,79	0,01	2,50	2,11	0,92	0,01	3,04	1,63	0,92	0,01	2,56	1,63	0,92	0,01	2,56	-2%	9,75%	9,7%	1%	0,0%
Autres Tarifs	3,981	1,83	1,01	2,71	5,56	2,27	1,18	3,03	6,47	2,54	1,18	3,03	6,75	2,27	1,18	1,43	4,87	10,0%	9,75%	-40%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	1,98	1,29	1,13	4,41	2,45	1,51	1,27	5,23	2,69	1,51	1,27	5,46	2,39	1,51	1,21	5,10	8,6%	9,75%	5,4%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	1,45	2,16	0,35	3,96	1,79	2,52	0,39	4,70	3,47	2,52	0,39	6,38	3,47	2,52	0,39	6,38	59%	9,75%	9,75%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	1,95	1,35	1,08	4,38	2,41	1,57	1,21	5,19	2,74	1,57	1,21	5,52	2,46	1,57	1,15	5,18	11,0%	9,75%	5,5%	9,8%	6,5%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%	11,0%	9,8%	5,5%	9,8%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2003

[illegible]	[illegible]	Coûts ($M)				Coûts + Rendement ($M)			
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total
Domestique	[illegible]	1,167	961	1,144	3,272	1,467	1,122	1,277	3,887
[illegible]	[illegible]	281	[illegible]	[illegible]	717	[illegible]	218	278	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Grande puissance	70,463	1,230	594	88	1,912	1,546	694	98	2,339
Tarif L	48,145	848	423	86	1,357	1,066	494	96	1,656
Contrats part.	22,318	382	172	2	556	480	201	2	683
Autres Tarifs	4,008	74	40	105	[illegible]	93	46	118	258
Marché interne	161,879	3,217	2,042	1,785	7,044	4,044	2,385	1,993	8,423
Marché externe	9,400	140	239	40	419	176	279	45	500
Total HQ	171,279	3,357	2,281	1,825	7,483	4,220	2,664	2,038	8,923
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%	

[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]
[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	1,846	1,122	1,277	4,045	1,467	1,122	533	3,122	10,0%	9,75%	-45%	-2,5%	29,6%
[illegible]	[illegible]	218	279	[illegible]	353	218	477	1,048	10,0%	9,75%	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,179	[illegible]	385	670	[illegible]	10,0%	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Grande puissance	1,739	694	98	2,532	1,614	694	307	2,615	12,1%	9,75%	208%	16,4%	-3,2%
Tarif L	1,191	494	96	1,781	1,066	494	304	1,864	10,0%	9,75%	212%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	548	201	2	751	548	201	2	751	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
Autres Tarifs	102	46	118	267	93	46	58	197	10,0%	9,75%	-38%	-6%	35,8%
Marché interne	4,537	2,385	1,993	8,915	4,112	2,385	1,944	8,441	10,8%	9,75%	7,4%	10,0%	5,6%
Marché externe	280	279	45	604	280	279	45	604	38%	9,75%	9,75%	23%	0,0%
Total HQ	4,817	2,664	2,038	9,519	4,392	2,664	1,988	9,045	12,0%	9,75%	7,5%	10,7%	5,2%
Rendement :	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	12,0%	9,8%	7,5%	10,7%					

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B **Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)**

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement **Année 2003**

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				Écart (%)
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,23	2,54	7,69	3,27	2,23	2,54	8,04	2,92	2,23	1,06	6,21	10,0%	9,75%	-45%	-2,0%	29,6%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,10	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	6,70	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	10,0%	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	10,0%	9,75%	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Grande puissance	78,465	1,75	0,84	0,12	2,71	2,19	0,89	0,14	3,32	2,47	0,99	0,14	3,59	2,29	0,99	0,44	3,71	12,1%	9,75%	208%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	1,76	0,88	0,18	2,82	2,21	1,03	0,20	3,44	2,47	1,03	0,20	3,70	2,21	1,03	0,63	3,87	10,0%	9,75%	212%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	1,71	0,77	0,01	2,49	2,15	0,90	0,01	3,06	2,46	0,90	0,01	3,36	2,46	0,90	0,01	3,36	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
Autres tarifs	4,006	1,83	0,98	2,63	5,44	2,31	1,15	2,93	6,39	2,54	1,15	2,93	6,62	2,31	1,16	1,43	4,88	10,0%	9,75%	-36%	-6%	35,6%
Marché interne	161,879	1,99	1,26	1,10	4,35	2,50	1,47	1,23	5,20	2,80	1,47	1,23	5,51	2,54	1,47	1,20	5,21	10,8%	9,75%	7,4%	10,0%	5,6%
Marché externe	9,460	1,49	2,54	0,43	4,46	1,87	2,97	0,47	5,32	2,98	2,97	0,47	6,43	2,98	2,97	0,47	6,43	39%	9,75%	9,75%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	1,96	1,33	1,07	4,36	2,46	1,56	1,19	5,21	2,81	1,58	1,19	5,58	2,56	1,58	1,16	5,28	12,0%	9,75%	7,5%	10,7%	5,2%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	12,0%	9,8%	7,5%	10,7%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement — **Année 2004**

Année 2004	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cible (M$)				Revenus Prix fixés (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,733	1,148	967	1,186	3,298	1,478	1,118	1,297	3,891	1,881	1,116	1,297	4,074	1,478	1,116	556	3,150	10,0%	9,75%	-45%	-1,9%	29,3%
Petite puissance	[illegible]	276	187	251	714	[illegible]	218	276	863	[illegible]	216	279	897	358	216	[illegible]	1,060	10,0%	9,75%	[illegible]	24,6%	-15,4%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,136	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,197	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	10,0%	9,75%	162%	27,7%	[illegible]
Grande puissance	71,603	1,216	597	90	1,903	1,568	696	100	2,364	1,817	696	100	2,613	1,667	696	325	2,708	13,4%	9,75%	230%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	842	427	88	1,357	1,086	498	98	1,681	1,216	498	98	1,811	1,086	498	322	1,906	10,0%	9,75%	234%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	374	170	2	546	482	199	2	683	601	199	2	802	601	199	2	802	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
Autres tarifs	4,102	73	40	108	221	94	46	120	261	104	46	120	271	94	46	60	200	10,0%	9,75%	-36%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	3,171	2,043	1,817	7,031	4,089	2,383	2,023	8,495	4,645	2,383	2,023	9,051	4,208	2,383	2,011	8,602	11,3%	9,75%	9,2%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	104	239	39	382	134	279	43	456	152	279	43	474	152	279	43	474	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	3,275	2,282	1,856	7,413	4,223	2,661	2,066	8,951	4,797	2,661	2,066	9,525	4,360	2,661	2,055	9,076	11,4%	9,75%	9,2%	10,7%	4,9%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%	11,4%	9,8%	9,2%	10,7%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2003

Année 2003 Sc. G1 15 oct. 99	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,284	2,32	1,91	2,28	6,51	2,92	2,23	2,54	7,69	3,27	2,23	2,54	8,04	2,92	2,23	1,06	6,21	10,0%	9,75%	-45%	-2,5%	29,6%
Petite puissance	13,323	2,11	1,40	1,88	5,38	2,65	1,63	2,10	6,38	2,97	1,63	2,10	6,70	2,65	1,63	3,58	7,87	10,0%	9,75%	75,9%	24,6%	-14,8%
Moyenne puissance	23,773	1,96	1,10	0,83	3,88	2,46	1,28	0,93	4,67	2,75	1,26	0,95	4,96	2,46	1,28	2,40	6,14	10,0%	9,75%	159%	28,5%	-19,2%
Grande puissance	70,463	1,75	0,84	0,12	2,71	2,19	0,99	0,14	3,32	2,47	0,99	0,14	3,59	2,29	0,99	0,44	3,71	12,1%	9,75%	208%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	1,76	0,88	0,18	2,82	2,21	1,03	0,20	3,44	2,47	1,03	0,20	3,70	2,21	1,03	0,63	3,87	10,0%	9,75%	212%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	1,71	0,77	0,01	2,49	2,15	0,90	0,01	3,06	2,46	0,90	0,01	3,36	2,46	0,90	0,01	3,36	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
Autres Tarifs	4,036	1,83	0,98	2,63	5,44	2,31	1,15	2,93	6,39	2,54	1,15	2,93	6,62	2,31	1,15	1,43	4,88	10,0%	9,75%	-38%	-6%	35,6%
Marché interne	161,879	1,99	1,26	1,10	4,35	2,50	1,47	1,23	5,20	2,80	1,47	1,23	5,51	2,54	1,47	1,20	5,21	10,8%	9,75%	7,4%	10,0%	5,6%
Marché externe	9,400	1,49	2,54	0,43	4,46	1,87	2,97	0,47	5,32	2,98	2,97	0,47	6,43	2,98	2,97	0,47	6,43	39%	9,75%	9,75%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	1,96	1,33	1,07	4,36	2,46	1,56	1,19	5,21	2,81	1,56	1,19	5,56	2,56	1,56	1,16	5,28	12,0%	9,75%	7,5%	10,7%	5,2%
				Rendement :		10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%	12,0%	9,8%	7,5%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2004

Année 2004	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cibles (M$)				Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Se. Q1 15 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,733	1,146	957	1,165	3,268	1,478	1,116	1,297	3,891	1,661	1,116	1,297	4,074	1,478	1,116	556	3,150	10,0%	9,75%	-45%	-1,9%	29,3%
Petite puissance	13,467	276	187	251	714	356	218	279	853	400	218	279	897	356	218	486	1,060	10,0%	9,75%	80,8%	24,6%	-15,4%
Moyenne puissance	24,171	460	263	203	926	593	306	226	1,126	664	306	226	1,197	593	306	584	1,484	10,0%	9,75%	162%	27,7%	-16,4%
Grande puissance	71,603	1,216	597	90	1,903	1,568	696	100	2,364	1,817	696	100	2,613	1,667	698	325	2,708	13,4%	9,75%	230%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	842	427	88	1,357	1,086	498	98	1,681	1,216	498	98	1,811	1,086	498	322	1,906	10,0%	9,75%	234%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	374	170	2	546	482	199	2	683	601	199	2	802	601	199	2	802	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	73	40	108	221	94	46	120	261	104	46	120	271	94	46	60	200	10,0%	9,75%	-38%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	3,171	2,043	1,817	7,031	4,089	2,383	2,023	8,495	4,645	2,383	2,023	9,051	4,208	2,383	2,011	8,602	11,3%	9,75%	9,2%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	104	239	39	382	134	279	43	456	152	279	43	474	152	279	43	474	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	3,275	2,282	1,856	7,413	4,223	2,661	2,066	8,951	4,797	2,661	2,066	9,525	4,360	2,661	2,055	9,076	11,4%	9,75%	9,2%	10,7%	4,9%
				Rendement :		10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%	11,4%	9,8%	9,2%	10,7%					
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Annexe B — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement — **Année 2004**

Année 2004	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Sc. G1 16 oct. 00	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,733	2,26	1,89	2,30	6,44	2,91	2,20	2,56	7,67	3,27	2,20	2,56	8,03	2,91	2,20	1,10	6,21	10,0%	9,75%	-45%	-1,9%	29,3%
Petite puissance	13,467	2,05	1,39	1,86	5,30	2,64	1,62	2,06	6,33	2,97	1,62	2,06	6,66	2,64	1,62	3,61	7,87	10,0%	9,75%	80,6%	24,6%	-15,4%
Moyenne puissance	24,171	1,90	1,09	0,84	3,83	2,45	1,27	0,94	4,66	2,75	1,27	0,94	4,95	2,45	1,27	2,42	6,14	10,0%	9,75%	162%	27,7%	-19,4%
Grande puissance	71,603	1,70	0,83	0,13	2,66	2,19	0,97	0,14	3,30	2,54	0,97	0,14	3,65	2,36	0,97	0,45	3,78	13,4%	9,75%	230%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	1,71	0,87	0,18	2,76	2,21	1,01	0,20	3,42	2,47	1,01	0,20	3,68	2,21	1,01	0,66	3,87	10,0%	9,75%	234%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	1,67	0,76	0,01	2,44	2,15	0,89	0,01	3,05	2,68	0,89	0,01	3,58	2,68	0,89	0,01	3,58	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	1,76	0,97	2,63	5,38	2,30	1,13	2,93	6,36	2,54	1,13	2,93	6,60	2,30	1,13	1,45	4,88	10,0%	9,75%	-38%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	1,93	1,25	1,11	4,29	2,49	1,45	1,23	5,18	2,83	1,45	1,23	5,52	2,56	1,45	1,23	5,24	11,3%	9,75%	9,2%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	1,53	3,51	0,57	5,62	1,97	4,10	0,64	6,71	2,23	4,10	0,64	6,97	2,23	4,10	0,64	6,97	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	1,92	1,34	1,09	4,34	2,47	1,56	1,21	5,24	2,81	1,56	1,21	5,57	2,55	1,56	1,20	5,31	11,4%	9,75%	9,2%	10,7%	4,9%
						Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%	11,4%	9,8%	9,2%	10,7%				
						Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%													

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement — **Année 2000**

Année 2000	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cibles (M$)				Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Bc. G1 15 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	48,947	1,172	1,018	1,225	3,415	1,530	1,177	1,362	4,069	1,598	1,177	1,362	4,137	1,530	1,177	332	3,039	15.0%	9.75%	-63%	-6.9%	36.1%
Petite puissance	12,838	277	196	265	738	362	227	295	883	380	227	295	901	362	227	422	1,010	15.0%	9.75%	51.3%	23.0%	-10.8%
Moyenne puissance	22,367	446	268	207	921	582	310	230	1,123	613	310	230	1,153	582	310	480	1,373	15.0%	9.75%	115%	28.7%	-16.0%
Grande puissance	62,761	1,119	584	87	1,790	1,461	675	97	2,233	1,319	675	97	2,090	1,267	675	178	2,120	6.5%	9.75%	91%	10.0%	-1.4%
Tarif L	40,733	734	398	85	1,217	958	460	95	1,513	1,010	460	95	1,564	958	460	176	1,594	15.0%	9.75%	93%	16.9%	-1.9%
Contrats part.	22,028	385	186	2	573	503	215	2	720	309	215	2	526	309	215	2	526	-10%	9.75%	9.7%	-4%	0.0%
Autres Tarifs	3,954	74	42	115	231	97	48	128	273	100	48	128	276	97	48	47	192	15.0%	9.75%	-51%	-11%	43.7%
Marché interne	150,857	3,088	2,108	1,899	7,095	4,032	2,437	2,112	8,580	4,008	2,437	2,112	8,557	3,838	2,437	1,460	7,734	11.9%	9.75%	-20.1%	5.4%	10.6%
Marché externe	17,600	246	247	37	530	321	286	41	648	401	286	41	728	401	286	41	728	30.9%	9.75%	9.75%	21.1%	0.0%
Total HQ	168,457	3,334	2,355	1,936	7,625	4,353	2,722	2,153	9,228	4,409	2,722	2,153	9,285	4,239	2,722	1,501	8,462	13.3%	9.75%	-20%	6.5%	9.7%
				Rendement :		15.0%	9.8%	9.8%	12.5%	15.8%	9.7%	9.8%	13.0%									
				Part de l'avoir propre :			25.0%	25.0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe B — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 10% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.2 Scénario de base - Production à 10% de rendement

Année 2004

[illegible]	[illegible]	Coûts [illegible]				Coûts + Rendement [illegible]				Prix affichés [illegible]				Prix Hydro [illegible]				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,91	2,20	[illegible]	7,67	3,27	2,20	2,56	8,03	2,91	2,20	1,10	6,21	10,0%	9,75%	-45%	-1,9%	29,3%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,82	3,51	7,97	10,0%	9,75%	[illegible]	24,8%	-15,4%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,27	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,27	[illegible]	6,14	10,0%	[illegible]	[illegible]	27,7%	[illegible]
Grande puissance	71,[illegible]	1,70	[illegible]	0,13	2,66	2,19	0,97	0,14	3,30	2,54	0,97	0,14	3,65	2,36	0,97	0,45	3,78	13,4%	9,75%	230%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	1,71	0,87	0,18	2,76	2,21	1,01	0,20	3,42	2,47	1,01	0,20	3,68	2,21	1,01	0,66	3,87	10,0%	9,75%	234%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	1,67	0,76	0,01	2,44	2,15	0,89	0,01	3,05	2,68	0,89	0,01	3,58	2,68	0,89	0,01	3,58	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
Autres tarifs	4,10[illegible]	[illegible]	0,97	[illegible]	[illegible]	2,30	1,15	2,93	6,38	2,54	1,13	2,93	6,60	2,30	1,13	1,45	4,88	10,0%	9,75%	-36%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	1,93	1,25	1,11	4,29	2,49	1,45	1,23	5,18	2,83	1,45	1,23	5,52	2,56	1,45	1,23	5,24	11,3%	9,75%	9,2%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	1,53	3,51	0,57	5,62	1,97	4,10	0,64	6,71	2,23	4,10	0,64	6,97	2,23	4,10	0,64	6,97	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	1,92	1,34	1,09	4,34	2,47	1,56	1,21	5,24	2,81	1,56	1,21	5,57	2,55	1,56	1,20	5,31	11,4%	9,75%	9,2%	10,7%	4,9%
					Rendement :	10,0%	9,8%	9,8%	9,9%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%	11,4%	9,8%	9,2%	10,7%					
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2000

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	1,172	[illegible]	[illegible]	3,413	1,530	1,177	[illegible]	4,069	[illegible]	1,177	1,382	4,137	1,530	1,177	332	3,039	15,0%	9,75%	-60%	-6,3%	36,1%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	422	1,010	15,0%	9,75%	51,3%	23,0%	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,153	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	110%	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	1,119	[illegible]	87	1,790	1,461	675	97	2,233	1,319	675	97	2,090	1,287	675	176	2,120	6,5%	9,75%	91%	10,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	734	398	85	1,217	958	460	95	1,513	1,010	460	95	1,564	958	460	176	1,594	15,0%	9,75%	93%	16,9%	-1,9%
Contrats part.	22,028	385	186	2	573	503	215	2	720	309	215	2	526	309	215	2	526	-10%	9,75%	9,7%	-4%	0,0%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	97	[illegible]	[illegible]	[illegible]	100	48	129	276	97	48	47	192	15,0%	9,75%	-51%	-11%	43,7%
Marché interne	150,857	3,088	2,108	1,899	7,095	4,032	2,437	2,112	8,580	4,008	2,437	2,112	8,557	3,838	2,437	1,460	7,734	11,9%	9,75%	-20,1%	5,4%	10,6%
Marché externe	17,600	246	247	37	530	321	286	41	648	401	286	41	728	401	286	41	728	30,9%	9,75%	9,75%	21,1%	0,0%
Total HQ	168,457	3,334	2,365	[illegible]	[illegible]	4,353	2,722	2,153	9,228	4,409	2,722	2,153	9,265	4,239	2,722	1,501	8,462	13,3%	9,75%	-20%	6,5%	9,7%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,5%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2000

		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[redacted]	[redacted]	[redacted]																				
[redacted]	[redacted]	[redacted]																				
[redacted]	[redacted]	[redacted]																				
[redacted]	62,761	1,79	0,99	0,14	2,93	2,35	1,09	0,15	3,59	2,10	1,09	0,15	3,33	2,02	1,09	0,28	3,39	6,5%	9,75%	91%	16,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	1,80	0,98	0,21	2,99	2,35	1,13	0,23	3,71	2,48	1,13	0,23	3,84	2,35	1,13	0,43	3,91	15,0%	9,75%	93%	16,9%	-1,9%
Contrats part.	22,028	1,75	0,85	0,01	2,60	2,26	0,98	0,01	3,27	1,40	0,98	0,01	2,39	1,40	0,98	0,01	2,39	-10%	9,75%	9,7%	-4%	0,0%
[redacted]	[redacted]	[redacted]																				
Marché interne	150,857	2,05	1,40	1,26	4,70	2,67	1,62	1,40	5,69	2,66	1,62	1,40	5,67	2,54	1,62	0,97	5,13	11,9%	9,75%	-20%	5,4%	10,6%
[redacted]	17,800	1,40	1,40	0,21	3,01	1,83	1,62	0,23	3,68	2,28	1,62	0,23	4,14	2,28	1,62	0,23	4,14	30,9%	9,75%	9,75%	21,1%	0,0%
[redacted]	168,657	1,98	1,40	1,15	4,53	2,58	1,62	1,28	5,48	2,62	1,62	1,28	5,51	2,52	1,62	0,89	5,02	13,3%	9,75%	-20%	6,5%	9,7%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,5%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%									
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2001

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	1,148	964	1,189	3,301	1,829	1,148	1,389	4,007	1,897	1,148	1,389	4,086	1,829	1,148	383	3,054	15,0%	9,75%	-68%	-5,0%	33,6%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	67,570	1,181	600	87	1,871	1,572	700	97	2,370	1,447	700	97	2,244	1,368	700	206	2,294	7,9%	9,75%	115%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	805	424	85	1,314	1,072	493	95	1,659	1,130	493	95	1,718	1,072	493	204	1,768	15,0%	9,75%	117%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	376	179	2	557	501	207	2	710	316	207	2	526	316	207	2	526	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
[illegible]	[illegible]	72	41	111	224	99	47	124	287	100	47	124	271	86	47	48	182	15,0%	9,75%	-48%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	3,121	2,081	1,861	7,063	4,156	2,416	2,073	8,645	4,166	2,416	2,073	8 655	3,971	2,416	1,573	7,961	12,3%	9,75%	-13,2%	7,2%	8,7%
[illegible]	12,400	178	264	38	480	237	283	42	562	305	283	42	631	305	283	42	631	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	3,299	2,325	1,899	7,523	4,392	2,700	2,116	9,208	4,471	2,700	2,116	9,286	4,277	2,700	1,616	8,592	13,4%	9,75%	-13%	8,0%	8,1%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%									
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement — **Année 2000**

Année 2000	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Hydro (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Sc. 01.16 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	46,947	2,39	2,08	2,50	6,98	3,13	2,40	2,76	8,31	3,26	2,40	2,76	8,45	3,13	2,40	0,68	6,21	15,0%	9,75%	-63%	-6,9%	36,1%
Petite puissance	12,538	2,16	1,55	2,06	5,75	2,82	1,77	2,30	6,88	2,96	1,77	2,30	7,02	2,82	1,77	3,28	7,87	15,0%	9,75%	51,3%	23,0%	-10,8%
Moyenne puissance	22,267	1,38	1,20	0,93	4,12	2,80	1,38	1,03	5,02	2,74	1,39	1,03	5,16	2,60	1,39	2,15	6,14	15,0%	9,75%	115%	28,7%	-16,0%
Grande puissance	62,761	1,78	0,93	0,14	2,85	2,33	1,08	0,15	3,56	2,10	1,08	0,15	3,33	2,02	1,08	0,28	3,38	6,5%	9,75%	91%	10,0%	-1,4%
Tarif L	40,733	1,80	0,98	0,21	2,99	2,35	1,13	0,23	3,71	2,48	1,13	0,23	3,84	2,35	1,13	0,43	3,91	15,0%	9,75%	93%	16,9%	-1,9%
Contrats part.	22,028	1,75	0,85	0,01	2,60	2,28	0,98	0,01	3,27	1,40	0,98	0,01	2,39	1,40	0,98	0,01	2,39	-10%	9,75%	9,7%	-4%	0,0%
Autres Tarifs	3,954	1,87	1,06	2,91	5,84	2,44	1,22	3,23	6,90	2,52	1,22	3,23	6,98	2,44	1,22	1,19	4,86	15,0%	9,75%	-51%	-11%	43,7%
Marché interne	150,857	2,05	1,40	1,26	4,70	2,67	1,62	1,40	5,69	2,66	1,62	1,40	5,67	2,54	1,62	0,97	5,13	11,9%	9,75%	-20%	5,4%	10,6%
Marché externe	17,600	1,40	1,40	0,21	3,01	1,83	1,62	0,23	3,68	2,28	1,62	0,23	4,14	2,28	1,62	0,23	4,14	30,9%	9,75%	9,75%	21,1%	0,0%
Total HQ	168,457	1,98	1,40	1,15	4,53	2,58	1,62	1,28	5,48	2,62	1,62	1,28	5,51	2,52	1,62	0,89	5,02	13,3%	9,75%	-20%	6,5%	9,7%
						Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,5%	15,8%	9,7%	9,8%	13,0%								
						Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%													

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2001

Année 2001 / Ss. G1 16 oct. 99	Ventes (GWh)	Coûts (M$) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Coûts + Rendement (M$) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prix cibles (M$) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Revenus Prix Nets (M$) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Rendement Avoir propre (%) Prod.	Trans.	Dist.	Total	Écart (%) Total
Domestique	**49,178**	1,148	984	1,199	3,331	1,528	1,143	1,336	4,007	1,607	1,143	1,336	4,086	1,528	1,143	383	3,054	15,0%	9,75%	-58%	-5,0%	33,8%
Petite puissance	**12,977**	274	190	260	724	365	221	290	875	365	221	290	876	365	221	435	1,021	15,0%	9,75%	57,5%	24,2%	-12,3%
Moyenne puissance	**22,799**	446	263	204	913	594	305	227	1,126	627	305	227	1,159	594	305	501	1,400	15,0%	9,75%	124%	29,4%	-17,2%
Grande puissance	**67,576**	1,161	603	87	1,871	1,572	700	97	2,370	1,447	700	97	2,244	1,388	700	206	2,294	7,9%	9,75%	115%	11,4%	-2,2%
Tarif L	45,619	805	424	65	1,314	1,072	493	95	1,659	1,130	493	95	1,718	1,072	493	204	1,768	15,0%	9,75%	117%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	376	179	2	557	501	207	2	710	316	207	2	526	316	207	2	526	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
Autres Tarifs	**3,939**	72	41	111	224	96	47	124	267	100	47	124	271	96	47	49	192	15,0%	9,75%	-48%	-9%	41,0%
Marché interne	156,469	3,121	2,081	1,861	7,063	4,156	2,416	2,073	8,645	4,166	2,416	2,073	8,655	3,971	2,416	1,573	7,961	12,3%	9,75%	-13,2%	7,2%	8,7%
Marché externe	12,400	178	244	38	460	237	283	42	562	305	283	42	631	305	283	42	631	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	3,299	2,325	1,899	7,523	4,392	2,700	2,116	9,208	4,471	2,700	2,116	9,286	4,277	2,700	1,616	8,592	13,4%	9,75%	-13%	8,0%	8,1%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,6%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%									
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2001

Année 2001	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Sc. Q1 18 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	**49,178**	**2,33**	**2,00**	**2,44**	**6,77**	**3,11**	**2,32**	**2,72**	**8,15**	**3,27**	**2,32**	**2,72**	**8,31**	**3,11**	**2,32**	**0,78**	**6,21**	**15,0%**	**9,75%**	**-58%**	**-5,0%**	**33,8%**
Petite puissance	**12,977**	**2,11**	**1,47**	**2,00**	**5,58**	**2,81**	**1,70**	**2,23**	**6,75**	**2,98**	**1,70**	**2,23**	**6,90**	**2,81**	**1,70**	**3,35**	**7,87**	**15,0%**	**9,75%**	**57,5%**	**24,2%**	**-12,3%**
Moyenne puissance	**22,799**	**1,96**	**1,15**	**0,89**	**4,00**	**2,60**	**1,34**	**1,00**	**4,94**	**2,75**	**1,34**	**1,00**	**5,08**	**2,60**	**1,34**	**2,20**	**6,14**	**15,0%**	**9,75%**	**124%**	**29,4%**	**-17,2%**
Grande puissance	**67,576**	**1,75**	**0,69**	**0,13**	**2,77**	**2,33**	**1,04**	**0,14**	**3,51**	**2,14**	**1,04**	**0,14**	**3,32**	**2,05**	**1,04**	**0,30**	**3,39**	**7,9%**	**9,75%**	**115%**	**11,4%**	**-2,2%**
Tarif L	45,619	1,76	0,93	0,19	2,88	2,35	1,08	0,21	3,64	2,48	1,08	0,21	3,77	2,35	1,08	0,45	3,88	15,0%	9,75%	117%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	1,71	0,81	0,01	2,54	2,28	0,94	0,01	3,23	1,44	0,94	0,01	2,40	1,44	0,94	0,01	2,40	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
Autres Tarifs	**3,939**	**1,83**	**1,03**	**2,82**	**5,68**	**2,44**	**1,20**	**3,14**	**6,77**	**2,54**	**1,20**	**3,14**	**6,87**	**2,44**	**1,20**	**1,24**	**4,87**	**15,0%**	**9,75%**	**-48%**	**-9%**	**41,0%**
Marché interne	156,469	1,99	1,33	1,19	4,51	2,66	1,54	1,33	5,53	2,66	1,54	1,33	5,53	2,54	1,54	1,01	5,09	12,3%	9,75%	-13,2%	7,2%	8,7%
Marché externe	12,400	1,44	1,97	0,31	3,71	1,91	2,28	0,34	4,54	2,46	2,28	0,34	5,09	2,46	2,28	0,34	5,09	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
Total HQ	168,869	1,95	1,38	1,12	4,45	2,60	1,60	1,25	5,45	2,65	1,60	1,25	5,50	2,53	1,60	0,96	5,09	13,4%	9,75%	-12,7%	8,0%	8,1%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,6%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%									
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2002

Année 2002 Sc. G1 15 oct. 99	Ventes (GWh)	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cibles (M$)				Revenus Prix Néis (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,727	1,155	972	1,164	3,291	1,565	1,134	1,299	3,998	1,626	1,134	1,299	4,059	1,565	1,134	389	3,088	15.0%	9.75%	-56%	-3.5%	31.5%
Petite puissance	13,175	277	189	254	720	375	220	283	879	391	220	283	894	375	220	442	1,037	15.0%	9.75%	62.1%	24.8%	-13.8%
Moyenne puissance	23,344	455	262	199	916	617	306	222	1,145	642	306	222	1,170	617	306	511	1,433	15.0%	9.75%	131%	29.3%	-18.4%
Grande puissance	69,502	1,208	601	87	1,896	1,637	701	97	2,435	1,532	701	97	2,331	1,485	701	209	2,395	9.7%	9.75%	118%	12.5%	-2.7%
Tarif L	47,294	829	426	85	1,340	1,123	497	95	1,715	1,171	497	95	1,763	1,123	497	207	1,827	15.0%	9.75%	120%	17.4%	-3.5%
Contrats part.	22,208	379	175	2	556	513	204	2	720	361	204	2	568	361	204	2	568	-2%	9.75%	9.7%	1%	0.0%
Autres Tarifs	3,961	73	40	108	221	99	47	121	266	101	47	121	269	99	47	48	194	15.0%	9.75%	-46%	-7%	38.5%
Marché interne	159,729	3,168	2,064	1,812	7,044	4,293	2,408	2,023	8,723	4,292	2,408	2,023	8,723	4,141	2,408	1,599	8,147	13.0%	9.75%	-9.9%	8.4%	7.1%
Marché externe	11,200	162	242	39	443	219	282	43	545	388	282	43	714	388	282	43	714	59%	9.75%	9.75%	32.2%	0.0%
Total HQ	170,929	3,330	2,306	1,851	7,487	4,512	2,690	2,066	9,268	4,681	2,690	2,066	9,437	4,529	2,690	1,642	8,861	15.2%	9.75%	-9%	9.8%	6.5%
				Rendement :		15.0%	9.8%	9.8%	12.7%	17.1%	9.7%	9.8%	13.9%									
				Part de l'avoir propre :			25.0%	25.0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2001

Tarif L	45,619	1,76	0,93	0,19	2,88	2,35	1,08	0,21	3,64	2,48	1,08	0,21	3,77	2,35	1,08	0,45	3,88	15,0%	9,75%	117%	17,6%	-2,8%
Contrats part.	21,957	1,71	0,81	0,01	2,54	2,28	0,94	0,01	3,23	1,44	0,94	0,01	2,40	1,44	0,94	0,01	2,40	-7%	9,75%	9,7%	-3%	0,0%
Marché interne	156,469	1,99	1,33	1,19	4,51	2,66	1,54	1,33	5,53	2,66	1,54	1,33	5,53	2,54	1,54	1,01	5,09	12,3%	9,75%	-13,2%	7,2%	8,7%
	12,400	1,44	1,97	0,31	3,71	1,91	2,28	0,34	4,54	2,46	2,29	0,34	5,09	2,46	2,29	0,34	5,09	33%	9,75%	9,75%	20,4%	0,0%
Rendement :						15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,1%	9,8%	9,7%	13,2%						
Part de l'avoir propre :							25,0%	25,0%											

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2002

Année 2002	Ventes	Coûts ($M)				Coûts + Rendement ($M)				Prix utilisés ($M)				Revenus Prix Nets ($M)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,727	1,155	972	1,164	3,291	1,565	1,134	1,299	3,998	1,626	1,134	1,298	4,059	1,565	1,134	389	3,088	15,0%	9,75%	-56%	-3,5%	31,5%
Petite puissance	[illegible]	277	[illegible]	254	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	291	220	283	894	379	220	442	1,037	15,0%	9,75%	62,1%	[illegible]	[illegible]
Moyenne puissance	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	617	308	[illegible]	1,145	[illegible]	308	[illegible]	1,170	617	[illegible]	[illegible]	[illegible]	15,0%	9,75%	131%	[illegible]	[illegible]
Grande puissance	69,502	1,208	601	87	1,898	1,637	701	97	2,435	1,532	701	97	2,331	1,485	701	209	2,395	9,7%	9,75%	119%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	829	426	85	1,340	1,123	497	95	1,715	1,171	497	95	1,763	1,123	497	207	1,827	15,0%	9,75%	120%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	379	175	2	556	513	204	2	720	361	204	2	568	361	204	2	568	-2%	9,75%	9,7%	1%	0,0%
Autres Tarifs	3,981	73	40	108	221	99	47	121	268	101	47	121	269	99	47	48	194	15,0%	9,75%	-40%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	3,168	2,064	1,812	7,044	4,293	2,408	2,023	8,723	4,292	2,408	2,023	8,723	4,141	2,408	1,599	8,147	13,0%	9,75%	-9,9%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	162	242	39	443	219	282	43	545	388	282	43	714	388	282	43	714	59%	9,75%	9,75%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	3,330	2,306	1,851	7,487	4,512	2,690	2,066	9,268	4,681	2,690	2,066	9,437	4,529	2,690	1,642	8,861	15,2%	9,75%	-9%	9,8%	6,5%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,7%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

Année 2002

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2002	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix fixés (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	43,727	2,32	1,96	2,34	6,62	3,15	2,28	2,61	8,04	3,27	2,28	2,61	8,16	3,15	2,28	0,78	6,21	15,0%	9,75%	-56%	-3,5%	31,5%
Petite puissance	15,179	2,10	1,43	1,53	5,48	2,85	1,87	2,16	6,87	2,97	1,57	2,15	6,79	2,65	1,87	3,35	7,87	15,0%	9,75%	62,1%	24,6%	-13,8%
Moyenne puissance	25,394	1,89	1,12	0,83	3,83	2,04	1,51	0,98	4,90	2,76	1,31	0,85	5,01	2,64	1,31	2,19	6,14	15,0%	9,75%	131%	29,3%	-18,4%
Grande puissance	69,502	1,74	0,87	0,13	2,73	2,36	1,01	0,14	3,50	2,20	1,01	0,14	3,35	2,14	1,01	0,30	3,45	9,7%	9,75%	116%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	1,75	0,90	0,18	2,83	2,38	1,05	0,20	3,63	2,48	1,05	0,20	3,73	2,38	1,05	0,44	3,86	15,0%	9,75%	120%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	1,71	0,79	0,01	2,50	2,31	0,92	0,01	3,24	1,63	0,92	0,01	2,56	1,63	0,92	0,01	2,56	-2%	9,75%	9,7%	1%	0,0%
Autres Tarifs	3,981	1,83	1,01	2,71	5,56	2,48	1,18	3,03	6,69	2,54	1,18	3,03	6,75	2,48	1,18	1,21	4,87	15,0%	9,75%	-46%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	1,98	1,29	1,13	4,41	2,69	1,51	1,27	5,46	2,69	1,51	1,27	5,46	2,59	1,51	1,00	5,10	13,0%	9,75%	-9,9%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	1,45	2,16	0,35	3,96	1,96	2,52	0,39	4,87	3,47	2,52	0,39	6,38	3,47	2,52	0,39	6,38	59%	9,75%	9,75%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	1,95	1,35	1,06	4,38	2,64	1,57	1,21	5,42	2,74	1,57	1,21	5,52	2,65	1,57	0,96	5,18	15,2%	9,75%	-9,5%	9,8%	6,5%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,7%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

Année 2003

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

[illegible]	[illegible]	Coûts (M$)				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	1,167	[illegible]	1,144	3,272	1,617	1,122	1,277	4,017	[illegible]	1,122	1,277	4,045	1,617	1,122	363	3,122	15,0%	9,75%	-56%	-2,5%	29,6%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	441	[illegible]	15,0%	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	510	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	1,230	[illegible]	88	[illegible]	1,704	694	96	2,497	1,739	694	96	2,532	1,723	694	198	2,615	15,8%	9,75%	104%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	848	423	86	1,357	1,175	494	96	1,765	1,191	494	96	1,781	1,175	494	195	1,864	15,0%	9,75%	106%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	382	172	2	556	529	201	2	732	548	201	2	751	548	201	2	751	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
[illegible]	[illegible]	74	40	109	220	103	49	118	267	102	46	118	267	103	46	48	197	15,0%	9,75%	-46%	-6%	35,8%
Marché interne	161,879	3,217	2,042	1,785	7,044	4,458	2,385	1,993	8,836	4,537	2,385	1,993	8,915	4,477	2,385	1,579	8,441	15,2%	9,75%	-9,6%	10,0%	5,6%
[illegible]	9,400	140	239	40	419	194	279	45	518	280	279	45	604	280	279	45	604	39%	9,75%	9,75%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	3,357	2,281	1,825	7,463	4,652	2,664	2,038	9,354	4,817	2,664	2,038	9,519	4,757	2,664	1,624	9,045	16,2%	9,75%	-9,2%	10,7%	5,2%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2002

Année 2002	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Sc. G1 15 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	49,727	2,32	1,95	2,34	6,62	3,15	2,28	2,61	8,04	3,27	2,28	2,61	8,16	3,15	2,28	0,78	6,21	15,0%	9,75%	-56%	-3,5%	31,5%
Petite puissance	19,175	2,10	1,43	1,93	5,46	2,85	1,67	2,15	6,67	2,97	1,67	2,15	6,79	2,85	1,67	3,35	7,87	15,0%	9,75%	62,1%	24,8%	-13,8%
Moyenne puissance	23,344	1,95	1,12	0,85	3,93	2,64	1,31	0,95	4,90	2,75	1,31	0,95	5,01	2,64	1,31	2,19	6,14	15,0%	9,75%	131%	29,3%	-18,4%
Grande puissance	69,502	1,74	0,87	0,13	2,73	2,36	1,01	0,14	3,50	2,20	1,01	0,14	3,35	2,14	1,01	0,30	3,45	9,7%	9,75%	118%	12,5%	-2,7%
Tarif L	47,294	1,75	0,90	0,18	2,83	2,38	1,05	0,20	3,63	2,48	1,05	0,20	3,73	2,38	1,05	0,44	3,86	15,0%	9,75%	120%	17,4%	-3,5%
Contrats part.	22,208	1,71	0,79	0,01	2,50	2,31	0,92	0,01	3,24	1,63	0,92	0,01	2,56	1,63	0,92	0,01	2,56	-2%	9,75%	9,7%	1%	0,0%
Autres Tarifs	3,981	1,83	1,01	2,71	5,56	2,48	1,18	3,03	6,69	2,54	1,18	3,03	6,75	2,48	1,18	1,21	4,87	15,0%	9,75%	-46%	-7%	38,5%
Marché interne	159,729	1,98	1,29	1,13	4,41	2,69	1,51	1,27	5,46	2,69	1,51	1,27	5,46	2,59	1,51	1,00	5,10	13,0%	9,75%	-9,9%	8,4%	7,1%
Marché externe	11,200	1,45	2,16	0,35	3,96	1,96	2,52	0,39	4,87	3,47	2,52	0,39	6,38	3,47	2,52	0,39	6,38	59%	9,75%	9,75%	32,2%	0,0%
Total HQ	170,929	1,95	1,35	1,08	4,38	2,64	1,57	1,21	5,42	2,74	1,57	1,21	5,52	2,65	1,57	0,96	5,18	15,2%	9,75%	-9,5%	9,8%	6,5%
						Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,7%	17,1%	9,7%	9,8%	13,9%								
						Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%													

Source: Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

Année 2003

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2000	Ventes	Coûts (M$)				Coûts + Rendement (M$)				Prix cibles (M$)				Revenus Prix Nets (M$)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
Sc. G1 15 oct. 99	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,284	1,167	961	1,144	3,272	1,617	1,122	1,277	4,017	1,645	1,122	1,277	4,045	1,617	1,122	383	3,122	15,0%	9,75%	-56%	-2,5%	29,6%
Petite puissance	13,323	281	186	250	717	389	218	279	886	396	218	279	892	389	218	441	1,048	15,0%	9,75%	63,9%	24,6%	-14,8%
Moyenne puissance	23,773	465	261	197	923	644	305	220	1,169	654	305	220	1,179	644	305	510	1,459	15,0%	9,75%	133%	28,5%	-19,2%
Grande puissance	70,463	1,230	594	88	1,912	1,704	694	98	2,497	1,739	694	98	2,532	1,723	694	198	2,615	15,6%	9,75%	104%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	848	423	86	1,357	1,175	494	96	1,765	1,191	494	96	1,781	1,175	494	195	1,864	15,0%	9,75%	106%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	382	172	2	556	529	201	2	732	548	201	2	751	548	201	2	751	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
Autres Tarifs	4,036	74	40	106	220	103	46	118	267	102	46	118	267	103	46	48	197	15,0%	9,75%	-46%	-6%	35,6%
Marché interne	161,879	3,217	2,042	1,785	7,044	4,458	2,385	1,993	8,836	4,537	2,385	1,993	8,915	4,477	2,385	1,579	8,441	15,2%	9,75%	-9,6%	10,0%	5,6%
Marché externe	9,400	140	239	40	419	194	279	45	518	280	279	45	604	280	279	45	604	39%	9,75%	9,75%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	3,357	2,281	1,825	7,463	4,652	2,664	2,038	9,354	4,817	2,664	2,038	9,519	4,757	2,664	1,624	9,045	16,2%	9,75%	-9,2%	10,7%	5,2%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2003

Année 2003	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix tarifs (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,284	2,32	1,91	2,28	6,51	3,22	2,23	2,54	7,99	3,27	2,23	2,54	8,04	3,22	2,23	0,76	6,21	15,0%	9,75%	-56%	-2,5%	29,6%
Petite puissance	13,3[illegible]	2,11	1,40	1,88	5,38	2,92	1,63	2,10	6,65	2,97	1,63	2,10	6,70	2,92	1,63	3,31	7,87	15,0%	9,75%	63,9%	24,6%	-14,8%
Moyenne puissance	23,773	1,96	1,10	0,83	3,88	2,71	1,28	0,93	4,92	2,75	1,28	0,83	4,86	2,71	1,28	2,14	6,14	15,0%	9,75%	133%	26,5%	-18,2%
Grande puissance	70,463	1,75	0,84	0,12	2,71	2,42	0,99	0,14	3,54	2,47	0,99	0,14	3,59	2,45	0,99	0,28	3,71	15,6%	9,75%	104%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	1,76	0,88	0,18	2,82	2,44	1,03	0,20	3,67	2,47	1,03	0,20	3,70	2,44	1,03	0,41	3,87	15,0%	9,75%	106%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	1,71	0,77	0,01	2,49	2,37	0,90	0,01	3,28	2,46	0,90	0,01	3,36	2,46	0,90	0,01	3,36	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
Autres Tarifs	4,036	1,63	0,98	2,83	5,44	2,54	1,15	2,93	6,62	2,54	1,15	2,93	6,62	2,54	1,15	1,19	4,88	15,0%	9,75%	-46%	-6%	35,6%
Marché interne	161,879	1,99	1,26	1,10	4,35	2,75	1,47	1,23	5,46	2,80	1,47	1,23	5,51	2,77	1,47	0,98	5,21	15,2%	9,75%	-9,6%	10,0%	5,6%
Marché externe	9,400	1,49	2,54	0,43	4,46	2,06	2,97	0,47	5,51	2,96	2,97	0,47	6,43	2,98	2,97	0,47	6,43	39%	9,75%	9,75%	23%	0,0%
Total HQ	171,279	1,96	1,33	1,07	4,36	2,72	1,56	1,19	5,46	2,81	1,56	1,19	5,56	2,78	1,56	0,95	5,28	16,2%	9,75%	-9,2%	10,7%	5,2%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2004

Année 2004	Ventes	Coûts ($M)				Coûts + Rendement ($M)				Prix cibles ($M)				Revenus Prix cibles ($M)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
En G$ (1$ US)	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,733	1,146	957	1,165	3,268	1,644	1,116	1,297	4,057	1,661	1,116	1,297	4,074	1,644	1,116	380	3,150	15,0%	9,75%	-57%	-1,9%	29,3%
Petite puissance	15,467	276	187	251	714	396	218	279	893	400	218	279	897	396	218	446	1,060	15,0%	9,75%	66,9%	24,6%	-15,4%
Moyenne puissance	54,171	490	365	203	922	680	306	226	1,192	664	306	226	1,197	660	306	518	1,484	15,0%	9,75%	133%	27,7%	-16,4%
Grande puissance	71,603	1,216	597	90	1,903	1,744	696	100	2,541	1,817	696	100	2,613	1,809	696	203	2,708	16,8%	9,75%	110%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	842	427	88	1,357	1,208	498	98	1,803	1,216	498	98	1,811	1,208	498	200	1,906	15,0%	9,75%	112%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	374	170	2	546	536	199	2	737	601	199	2	802	601	199	2	802	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	73	40	108	221	105	46	120	271	104	46	120	271	105	46	49	200	15,0%	9,75%	-47%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	3,171	2,043	1,817	7,031	4,548	2,383	2,023	8,954	4,645	2,383	2,023	9,051	4,613	2,383	1,606	8,602	15,7%	9,75%	-10,0%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	104	239	39	382	149	279	43	471	152	279	43	474	152	279	43	474	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	3,275	2,282	1,856	7,413	4,697	2,661	2,066	9,425	4,797	2,661	2,066	9,525	4,765	2,661	1,649	9,076	15,7%	9,75%	-9,6%	10,7%	4,9%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%									
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2003

[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]		
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				
[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				
[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				
[illegible]	76,482	1,76	0,94	0,12	2,71	2,42	0,99	0,14	3,54	2,47	0,99	0,14	3,59	2,45	0,99	0,26	3,71	15,6%	9,75%	104%	16,4%	-3,2%
Tarif L	48,145	1,76	0,88	0,18	2,82	2,44	1,03	0,20	3,67	2,47	1,03	0,20	3,70	2,44	1,03	0,41	3,87	15,0%	9,75%	106%	16,8%	-4,5%
Contrats part.	22,318	1,71	0,77	0,01	2,49	2,37	0,90	0,01	3,28	2,46	0,90	0,01	3,36	2,46	0,90	0,01	3,36	17%	9,75%	9,7%	15%	0,0%
[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				
Marché interne	161,879	1,99	1,26	1,10	4,35	2,75	1,47	1,23	5,46	2,80	1,47	1,23	5,51	2,77	1,47	0,98	5,21	15,2%	9,75%	-9,6%	10,0%	5,6%
[illegible]	[illegible]	[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				[illegible]				
Total HQ	171,279	1,96	1,33	1,07	4,36	2,72	1,56	1,19	5,46	2,81	1,56	1,19	5,56	2,78	1,56	0,95	5,28	16,2%	9,75%	-9,2%	10,7%	5,2%
				Rendement :		15,0%	9,8%	9,8%	12,8%	16,9%	9,8%	9,7%	13,9%									
				Part de l'avoir propre :			25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2004

[illegible]	Ventes [illegible]	Coûts [illegible]				Coûts + Rendement [illegible]				Prix cibles [illegible]				Revenus [illegible]				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	[illegible]	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
[illegible]	[illegible]	1,149	[illegible]	1,166	[illegible]	1,844	1,116	1,297	4,057	1,861	1,116	1,297	4,074	1,644	1,116	380	3,150	15,0%	9,75%	-57%	-1,9%	29,3%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	71,603	1,216	597	90	1,[illegible]	1,744	698	100	2,541	1,817	696	100	2,613	1,809	696	203	2,708	16,8%	9,75%	110%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	842	427	88	1,357	1,208	498	98	1,803	1,216	498	98	1,811	1,208	498	200	1,906	15,0%	9,75%	112%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	374	170	2	546	536	199	2	737	601	199	2	802	601	199	2	802	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
[illegible]	[illegible]	73	40	108	221	105	46	120	271	104	46	120	271	105	46	49	200	15,0%	9,75%	-47%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	3,171	2,043	1,817	7,031	4,548	2,383	2,023	8,954	4,645	2,383	2,023	9,051	4,613	2,383	1,606	8,602	15,7%	9,75%	-10,0%	10,6%	5,2%
[illegible]	6,800	104	239	39	382	149	279	43	471	152	279	43	474	152	279	43	474	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	3,275	2,282	1,856	7,413	4,697	2,661	2,066	9,425	4,797	2,661	2,066	9,525	4,765	2,661	1,649	9,076	15,7%	9,75%	-9,8%	10,7%	4,9%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,8%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Annexe C — Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement — **Année 2004**

Année 2004	Ventes	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix utilisé (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
[illegible]	(GWh)	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,793	2,29	1,89	2,30	6,44	3,24	2,20	2,56	8,00	3,27	2,20	2,56	8,03	3,24	2,20	0,77	6,21	15,0%	9,75%	-57%	-1,9%	29,3%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,34	1,82	[illegible]	[illegible]	2,37	1,82	[illegible]	[illegible]	2,34	1,82	3,22	7,37	15,0%	9,75%	60,0%	24,0%	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,27	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1,27	[illegible]	[illegible]	2,73	1,27	2,14	6,14	[illegible]	9,75%	[illegible]	27,1%	[illegible]
Grande puissance	71,603	1,70	0,83	0,13	2,66	2,44	0,97	0,14	3,55	2,54	0,97	0,14	3,65	2,53	0,97	0,28	3,78	16,8%	9,75%	110%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	1,71	0,87	0,18	2,76	2,46	1,01	0,20	3,67	2,47	1,01	0,20	3,68	2,46	1,01	0,41	3,87	15,0%	9,75%	112%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	1,67	0,76	0,01	2,44	2,39	0,89	0,01	3,29	2,68	0,89	0,01	3,58	2,68	0,89	0,01	3,58	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	1,79	0,97	2,83	5,58	2,55	1,13	2,93	6,62	2,54	1,13	2,93	6,60	2,55	1,13	1,19	4,88	15,0%	9,75%	-47%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	1,93	1,25	1,11	4,29	2,77	1,45	1,23	5,46	2,83	1,45	1,23	5,52	2,81	1,45	0,98	5,24	15,7%	9,75%	-10,0%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	1,53	3,51	0,57	5,62	2,19	4,10	0,64	6,93	2,23	4,10	0,64	6,97	2,23	4,10	0,64	6,97	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	1,92	1,34	1,09	4,34	2,75	1,56	1,21	5,52	2,81	1,56	1,21	5,57	2,79	1,56	0,97	5,31	15,7%	9,75%	-9,6%	10,7%	4,9%
					Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%									
					Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%														

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe C

Tableaux comparatifs: Tarification Hydro-Québec selon scénario Merrill Lynch à 15% de rendement sur l'avoir propre en production (Année 2000-2004)

1.4 Scénario de base - Production à 15% de rendement

Année 2004

Année 2004 Sc. Q1 15 oct. 99	Ventes (GWh)	Coûts (¢/kWh)				Coûts + Rendement (¢/kWh)				Prix cibles (¢/kWh)				Prix Nets (¢/kWh)				Rendement Avoir propre (%)				Écart (%)
		Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Prod.	Trans.	Dist.	Total	Total
Domestique	50,733	2,26	1,89	2,30	6,44	3,24	2,20	2,56	8,00	3,27	2,20	2,56	8,03	3,24	2,20	0,77	6,21	15,0%	9,75%	-57%	-1,9%	29,3%
Petite puissance	15,467	2,05	1,39	1,86	5,30	2,94	1,82	2,08	6,83	2,97	1,82	2,08	6,86	2,94	1,82	3,32	7,87	15,0%	9,75%	66,9%	24,6%	-15,4%
Moyenne puissance	24,171	1,90	1,09	0,84	3,83	2,73	1,27	0,94	4,93	2,75	1,27	0,94	4,95	2,73	1,27	2,14	6,14	15,0%	9,75%	133%	27,7%	-19,4%
Grande puissance	71,603	1,70	0,83	0,13	2,66	2,44	0,97	0,14	3,55	2,54	0,97	0,14	3,65	2,53	0,97	0,28	3,78	16,8%	9,75%	110%	17,3%	-3,5%
Tarif L	49,198	1,71	0,87	0,18	2,76	2,46	1,01	0,20	3,67	2,47	1,01	0,20	3,68	2,46	1,01	0,41	3,87	15,0%	9,75%	112%	16,8%	-5,0%
Contrats part.	22,405	1,67	0,76	0,01	2,44	2,39	0,89	0,01	3,29	2,68	0,89	0,01	3,58	2,68	0,89	0,01	3,58	21%	9,75%	9,7%	19%	0,0%
Autres Tarifs	4,102	1,78	0,97	2,63	5,38	2,55	1,13	2,93	6,62	2,54	1,13	2,93	6,60	2,55	1,13	1,19	4,88	15,0%	9,75%	-47%	-5,1%	35,3%
Marché interne	164,076	1,93	1,25	1,11	4,29	2,77	1,45	1,23	5,46	2,83	1,45	1,23	5,52	2,81	1,45	0,98	5,24	15,7%	9,75%	-10,0%	10,6%	5,2%
Marché externe	6,800	1,53	3,51	0,57	5,62	2,19	4,10	0,64	6,93	2,23	4,10	0,64	6,97	2,23	4,10	0,64	6,97	16%	9,75%	9,75%	12%	0,0%
Total HQ	170,876	1,92	1,34	1,09	4,34	2,75	1,56	1,21	5,52	2,81	1,58	1,21	5,57	2,79	1,56	0,97	5,31	15,7%	9,75%	-9,6%	10,7%	4,9%
						Rendement :	15,0%	9,8%	9,8%	13,0%	16,1%	9,8%	9,7%	13,6%								
						Part de l'avoir propre :		25,0%	25,0%													

Source: Merrill Lynch

Merrill Lynch

Annexe D Tableau établissant la base de la tarification pour une approche selon les coûts

En M$	2000	2001	2002	2003	2004
Production	***21,094***	***22,624***	***22,295***	***22,216***	***21,723***
Immobilisations nettes	20,548	22,138	21,821	21,813	21,404
Immobilisations nettes (part des services communs et corporatifs)	388	390	381	373	359
Fonds de roulement	(78)	(115)	(92)	(148)	(212)
Fonds de roulement (part des services communs et corporatifs)	(0)	(1)	2	5	9
Frais reportés sans pertes de change	247	215	193	186	182
Frais reportés sans pertes de change (part des services communs et corporatifs)	11	5	6	4	2
Transport	***15,062***	***15,676***	***15,824***	***15,638***	***15,503***
Immobilisations nettes	14,268	14,922	15,162	15,028	14,948
Immobilisations nettes (part des services communs et corporatifs)	398	381	373	361	348
Fonds de roulement	278	269	199	166	132
Fonds de roulement (part des services communs et corporatifs)	(1)	(2)	3	10	18
Frais reportés sans pertes de change	141	113	106	101	97
Frais reportés sans pertes de change (part des services communs et corporatifs)	24	11	13	8	5
Distribution	***8,907***	***8,868***	***8,772***	***8,680***	***8,553***
Immobilisations nettes	7,765	7,779	7,802	7,773	7,734
Immobilisations nettes (part des services communs et corporatifs)	415	412	411	402	396
Fonds de roulement	515	500	414	378	310
Fonds de roulement (part des services communs et corporatifs)	(1)	(2)	4	13	22
Frais reportés sans pertes de change	238	187	163	149	141
Frais reportés sans pertes de change (part des services communs et corporatifs)	26	12	14	8	6

Source: Hydro-Québec

En général, la base tarifaire dans une approche selon les coûts se compose des immobilisations admissibles nettes, d'une fonds de roulement réglementé par le régulateur et de certains frais reportés qui peuvent être également admissibles.

Merrill Lynch

Annexe E — Tableaux supportant le calcul du bénéfice net
Prix net par rapport à l'approche selon les coûts (Scénario Merrill Lynch à 10%)

C$ en millions	2000		2001		2002		2003		2004	
	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004
Production - Immobilisations	21,094		22,624		22,295		22,216		21,723	
Avoir propre en % dans immobilisations	30%		30%		30%		30%		30%	
Avoir Propre @ 30%	**6,328**		**6,787**		**6,689**		**6,665**		**6,517**	
Rendement @ 10% (réglementé)	633		679		669		666		652	
Benefice net	**633**	**1,150**	**679**	**1,049**	**669**	**1,036**	**666**	**1,094**	**652**	**1,302**
Transport - Immobilisations	15,062		15,676		15,824		15,638		15,503	
Avoir propre en % dans immobilisations	25%		25%		25%		25%		25%	
Avoir Propre @ 25%	**3,766**		**3,919**		**3,956**		**3,910**		**3,876**	
Rendement @ 9.75% (réglementé)	367		382		386		381		378	
Benefice net	**367**	**369**	**382**	**374**	**386**	**382**	**381**	**384**	**378**	**379**
Distribution - Immobilisations	8,907		8,868		8,772		8,680		8,553	
Avoir propre en % dans immobilisations	25%		25%		25%		25%		25%	
Avoir Propre @ 25%	**2,227**		**2,217**		**2,193**		**2,170**		**2,138**	
Rendement @ 9.75% (réglementé)	217		216		214		212		208	
Benefice net	**217**	**(568)**	**216**	**(442)**	**214**	**(325)**	**212**	**(223)**	**208**	**(202)**
Autres activités (Noverco +)	(1)	(1)	44	44	57	57	95	95	121	121
Ajustement pour hydraulicité moyenne	-	-	-	180	-	420	-	600	-	600
Hydro-Québec Benefice net Total	1,216	950	1,321	1,205	1,325	1,570	1,354	1,950	1,359	2,[illegible]
Excédent/(Manque à gagner) p/r au P.S. 2000-2004	**+ 266**		**+ 116**		**(245)**		**(596)**		**(841)**	

Source: Merrill Lynch

En général, la base tarifaire dans une approche selon les coûts se compose des immobilisations admissibles nettes, d'une fonds de roulement réglementé par le régulateur et de certains frais reportés qui peuvent être également admissibles.

Merrill Lynch

Annexe E — Tableaux supportant le calcul du bénéfice net
Prix net par rapport à l'approche selon les coûts (Scénario Merrill Lynch à 15%)

C$ en millions	2000		2001		2002		2003		2004	
	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004	Réglementation sur la base des coûts	Plan Stratégique 2000-2004
Production - Immobilisations	21,094		22,624		22,295		22,216		21,723	
Avoir propre en % dans immobilisations	30%		30%		30%		30%		30%	
Avoir Propre @ 30%	**6,328**		**6,787**		**6,689**		**6,665**		**6,517**	
Rendement @ 15% (réglementé)	949		1,018		1,003		1,000		978	
Benefice net	**949**	**1,150**	**1,018**	**1,049**	**1,003**	**1,036**	**1,000**	**1,094**	**978**	**1,302**
Transport - Immobilisations	15,062		15,676		15,824		15,638		15,503	
Avoir propre en % dans immobilisations	25%		25%		25%		25%		25%	
Avoir Propre @ 25%	**3,766**		**3,919**		**3,956**		**3,910**		**3,876**	
Rendement @ 9.75% (réglementé)	367		382		386		381		378	
Benefice net	**367**	**399**	**382**	**374**	**386**	**382**	**381**	**384**	**378**	**379**
Distribution - Immobilisations	8,907		8,868		8,772		8,680		8,553	
Avoir propre en % dans immobilisations	25%		25%		25%		25%		25%	
Avoir Propre @ 25%	**2,227**		**2,217**		**2,193**		**2,170**		**2,138**	
Rendement @ 9.75% (réglementé)	217		216		214		212		208	
Benefice net	**217**	**(568)**	**216**	**(442)**	**214**	**(325)**	**212**	**(223)**	**208**	**(202)**
Autres activités (Noverco +)	(1)	(1)	44	44	57	57	95	95	121	121
Ajustement pour hydraulicité moyenne	-	-	-	180	-	420	-	600	-	600
Hydro Québec Benefice Net (Total)	1,532	950	1,660	1,205	1,660	1,570	1,687	1,950	1,685	2,200
Excédent/(Manque à gagner) p/r au P.S. 2000-2004	**+ 582**		**+ 455**		**+ 90**		**(263)**		**(515)**	

Source: Merrill Lynch

En général, la base tarifaire dans une approche selon les coûts se compose des immobilisations admissibles nettes, d'une fonds de roulement réglementé par le régulateur et de certains frais reportés qui peuvent être également admissibles.